



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“Aplicación del Análisis Nodal para
Incrementar la Productividad de un Pozo”**

TESIS PROFESIONAL
PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
ALVAREZ RAYA ROGELIO

DIRECTOR DE TESIS: M. en I. Tomás Eduardo Pérez García.



MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA,

“2008”

CONTENIDO

RESUMEN	1
---------------	---

INTRODUCCIÓN	2
--------------------	---

I COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN EL YACIMIENTO

I.1 Flujo de aceite	
I.1.1 Ley de Darcy	5
I.1.2 Ecuaciones de flujo	5
a) Estado pseudo-estacionario	
b) Estado estacionario	
I.2 Índice de productividad y el IPR	
I.2.1 Definición del índice de productividad (J)	6
I.2.2 Definición de IPR (Inflow Performance Relationship)	8
I.2.3 Índice de productividad para yacimientos bajo saturados	8
I.2.4 Índice de productividad para yacimientos saturados	9
I.3 Flujo de dos fases: Aceite y Gas	
I.3.1 Ecuación de Vogel	11
I.3.2 Procedimiento de Standing para $EF \neq 1$	14
I.3.3 Ecuación de Fetkovich	18
I.3.4 Ecuación de Jones, Blount y Glaze	20
I.3.5 Ecuación de Klins y Majcher	20
I.3.6 Ecuación de Sukarno	20
I.4 Flujo combinado: Una fase ($P_{wf} > P_b$) y dos fases ($P_{wf} < P_b$)	
I.4.1 Ecuación General	21
I.4.2 Ecuación de Hasan	23
I.4.3 Ecuación de Fetkovich	23
I.5 Curvas de IPR para pozos de gas	
I.5.1 Ecuaciones de flujo	24
a) Estado estacionario	
b) Estado pseudo-estacionario	
I.5.2 Pruebas de potencial (Pruebas multigastos)	25
I.5.3 IPR para pozos horizontales de gas	28
I.6 IPR de dos fases para pozos direccionales	30

I.7	IPR de dos fases para pozos horizontales -----	32
I.8	IPR para flujo de tres fases (aceite, gas y agua) -----	35
I.9	Curvas de IPR futuras	
I.9.1	Método de Standing -----	39
I.9.2	Método de Fetkovich -----	40
I.9.3	Método de Eckmier -----	40
I.9.4	Método de Couto -----	40
I.9.5	IPR futura para pozos de gas -----	41

II FLUJO EN TUBERÍAS

II.1	Fundamentos de flujo a través de tuberías	
II.1.1	Ecuación de balance de energía -----	43
II.1.2	Pérdidas de presión por fricción -----	45
	a) Ecuación de Darcy	
	b) Factor de fricción	
	c) Número de Reynolds	
II.2	Flujo de una sola fase	
II.2.1	Flujo de líquido -----	48
II.2.2	Flujo de gas -----	49
II.3	Flujo multifásico en tuberías	
II.3.1	Propiedades de los fluidos -----	53
	a) Definiciones -----	53
	b) Factores de volumen B_o y B_g -----	54
	c) Densidad del gas disuelto -----	55
	d) Densidad del aceite -----	56
	e) Densidad del gas -----	56
	f) Densidad del agua saturada -----	56
	g) Viscosidad del aceite -----	57
	h) Relación de solubilidad R_s -----	57
II.3.2	Patrones de flujo -----	58
II.3.3	Colgamiento -----	59
II.3.4	Velocidades superficiales -----	60
II.3.5	Velocidad real -----	61
II.3.6	Densidad de la mezcla -----	61
II.3.7	Gasto másico -----	63
II.3.8	Viscosidad de la mezcla -----	63

II.4	Flujo multifásico en tuberías verticales	
II.4.1	Correlación de Poettmann y Carpenter -----	64
	• Procedimiento de cálculo	
II.4.2	Correlación de Beggs y Brill -----	66
	• Procedimiento de cálculo	
II.4.3	Curvas de gradiente de presión -----	70
	• Procedimiento para utilizar las curvas de gradiente	
II.5	Flujo multifásico en tuberías horizontales	
II.5.1	Correlación de Bertuzzi, Tek y Poettmann -----	72
	• Procedimiento de cálculo	
II.5.2	Correlación de Beggs y Brill -----	75
	• Procedimiento de cálculo	
II.5.3	Curvas de gradiente de presión -----	77
II.6	Flujo por espacio anular -----	78
II.7	Flujo a través de restricciones	
II.7.1	Flujo multifásico a través de estranguladores -----	79

III BASES PARA EL ANÁLISIS NODAL

III.1	¿Qué es el análisis nodal? -----	81
III.2	Elección del nodo solución	
III.2.1	Fondo del pozo como nodo solución -----	83
	• Procedimiento de cálculo	
III.2.2	Cabeza del pozo como nodo solución -----	86
	• Procedimiento de cálculo	
III.2.3	Separador como nodo solución -----	88
	• Procedimiento de cálculo	
III.3	Análisis nodal para pozos con restricciones	
III.3.1	Estranguladores -----	90
	• Procedimiento de cálculo	
III.3.2	Válvulas de tormenta -----	92
	• Procedimiento de cálculo	
III.4	Análisis nodal para tuberías telescopiadas -----	94
	• Procedimiento de cálculo.	
III.5	Análisis nodal para sistemas multipozos -----	96

IV EJEMPLO DE APLICACIÓN (POZO GUARICHO 12) ----- 101

CONCLUSIONES ----- 113

NOMENCLATURA ----- 115

BIBLIOGRAFÍA ----- 118

RESUMEN

La planeación de la explotación de un campo petrolero debe tomar en cuenta todos los factores técnicos, operativos, ecológicos y económicos que de alguna manera puedan afectar las condiciones existentes. Desde el punto de vista técnico, es de vital importancia disponer de información de buena calidad y efectuar el análisis del sistema integral de producción (SIP), que permita identificar con precisión los problemas que ocasionan la baja productividad de los pozos y diseñar las intervenciones o tratamientos más recomendables para optimizar la explotación.

En esta tesis se describen los conceptos que definen el comportamiento de flujo de los fluidos desde el yacimiento hasta el separador, pasando a través de posibles restricciones que se puedan presentar tanto en la tubería de producción (T.P) como en la línea de descarga (L.D).

También se describen los procedimientos que se tienen que realizar a un pozo o sistemas multipozos para efectuar el análisis nodal, con esta técnica se busca optimizar las instalaciones de producción con el objetivo de producir el gasto óptimo con la menor inversión económica posible.

Se aplicó la técnica del análisis nodal al Pozo Guaricho 12. Para este pozo se evaluaron dos posibilidades viables económicamente hablando para aumentar la producción, las cuales son:

- Cambio del diámetro del estrangulador
- Producir por espacio anular

Del estudio del análisis nodal se concluyó lo siguiente:

- Las caídas de presión debido a la fricción, son mayores cuando se produce por la tubería de producción (T.P) que cuando se produce por espacio anular.
- Para mantener el flujo crítico cuando se tiene flujo por tubería de producción (T.P) el máximo estrangulador es de 32 / 64 pg y la producción sería de 1,415 bpd.
- Para mantener el flujo crítico cuando se tiene flujo por espacio anular el máximo estrangulador es de 40 / 64 pg y la producción sería de 2,238 bpd.
- Por lo tanto la mejor opción es producir el pozo Guaricho 12 por espacio anular.

INTRODUCCIÓN

La planeación de la explotación de un pozo petrolero debe tomar en cuenta los factores técnicos, ecológicos y económicos, que de alguna manera puedan modificar las condiciones existentes.

La razón fundamental de someter un sistema integral de producción (SIP) a la técnica de análisis nodal es porque este involucra en sus cálculos todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación de la capacidad de transporte y tener una imagen en conjunto del comportamiento del pozo. Desde la perspectiva de evaluación esto es posible; sin embargo en condiciones de diseño (sin restricciones económicas) es factible dimensionar el SIP en su conjunto para obtener la capacidad de transporte requerida, o bien, la capacidad de transporte óptima, teniendo como límite tan sólo la capacidad de afluencia del yacimiento.

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial, el cual se define como el gasto máximo que aportaría el pozo si se le impusieran las mejores condiciones, por lo que si un pozo no produce de la forma esperada, las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado. La producción puede ser restringida por el comportamiento de un sólo componente del sistema, el efecto de cada componente sobre el sistema puede ser analizado en forma aislada y así optimizar económicamente el sistema.

Los objetivos de someter un pozo a la técnica del análisis nodal son los siguientes:

- 1) Determinar el gasto al cual un pozo productor de aceite o gas, producirá considerando la geometría del pozo y las limitaciones de la terminación.
- 2) Determinar bajo qué condiciones de flujo, el pozo dejará de producir naturalmente (pozo muerto), lo cual está relacionado con el tiempo de explotación.
- 3) Seleccionar el momento más adecuado para la instalación de sistemas artificiales de producción.
- 4) Optimizar el sistema para producir un gasto determinado.
- 5) Evaluar cada componente del sistema para determinar si alguno de ellos está restringiendo la producción innecesariamente.

Una recomendación importante para lograr la producción óptima de un pozo, es que el ingeniero de producción, necesita entender y comprender en forma clara y completa los principios que rigen el movimiento de aceite, gas y agua desde el yacimiento, hasta el separador. Únicamente si se comprende lo anterior, el ingeniero puede aplicar correctamente las técnicas de ingeniería disponibles y decidir las especificaciones precisas de las instalaciones de producción que se deben usar para cualquier pozo.

Resumen

En la actualidad, se puede aplicar la técnica del análisis nodal utilizando simuladores del comportamiento de flujo en todo el sistema integral de producción (SIP), el principal beneficio del uso de estos simuladores es que se pueden generar distintos escenarios con los que se puede observar y determinar cuáles son las mejores condiciones de producción de un pozo, un sistema multipozos o hasta un campo petrolero. Con los simuladores se puede generar un análisis de sensibilidad para diferentes condiciones del sistema integral de producción (SIP), desde la variación de propiedades de los fluidos producidos, variación de los diámetros de la tubería de producción (T.P), línea de descarga (L.D) y estranguladores, variación de algunas condiciones del yacimiento, etc.

Otro beneficio del uso de los simuladores es la disminución del tiempo de realización de un análisis nodal, ya que como se verá en esta tesis, la elaboración de las curvas de inflow y outflow manualmente requiere de mucho tiempo, como en el caso del cálculo de las caídas de presión en tuberías para flujo multifásico debido a que este es un proceso iterativo.

En general, el uso de los simuladores es de mucha utilidad para los ingenieros de producción, pero éstos deben de comprender que los resultados arrojados por el simulador estarán en función de la calidad de los datos de entrada.

CAPITULO 1

COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN EL YACIMIENTO

El yacimiento es el espacio físico en donde se encuentran almacenados los fluidos petroleros (aceite, gas y agua), una vez que se perfora el primer pozo los fluidos que se encontraban en un estado estático cambian a un estado dinámico y comienzan a fluir del yacimiento hacia el pozo. Es por esta razón que un primer paso para la optimización de la producción es analizar el comportamiento de flujo del yacimiento hacia al pozo.

El comportamiento de flujo desde el yacimiento hasta el pozo, depende de factores como el tipo de mecanismo de producción del yacimiento y de variables como; la presión media del yacimiento, la permeabilidad, la saturación de fluidos etc. Además de otros factores que no son parte de las características petrofísicas del yacimiento tales como; daño a la formación y tipo de terminación del pozo.

En este capítulo se verán algunas herramientas analíticas útiles para el estudio del comportamiento de flujo en el yacimiento, como son: Índice de productividad que es expresado mediante la letra (**J**) y la curva de **IPR** (Inflow performance relationship). El IPR y el índice de productividad (**J**) no son equivalentes, el IPR es la relación que existe entre el gasto producido (q) y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), mientras que el índice de productividad (**J**) es la relación entre el gasto producido (q) y la caída de presión ΔP ($\Delta P = P_r - P_{wf}$).

Donde:

P_r =Presión media del yacimiento

P_{wf} =Presión de fondo fluyendo

La elaboración de la curvas de IPR para pozos de aceite y gas son extremadamente importantes en el análisis del sistema integral de producción, ya que si no se cuenta con alguna idea de la capacidad productiva de un pozo, el diseño y la optimización del aparejo de producción llega a ser mucho más complicado. Debemos tener siempre en cuenta que mientras más información disponible se tenga de las propiedades del sistema roca-fluidos, los resultados de las curvas de IPR se aproximarán más a la realidad.

En la actualidad se cuenta con buenos simuladores de yacimientos que pueden pronosticar de manera más exacta la capacidad productiva de un pozo, si se tiene acceso a simuladores, éstos deben de utilizarse en lugar de los procedimientos analíticos que se verán en este capítulo, pero como no siempre se tiene acceso a los simuladores, las soluciones analíticas son herramientas útiles y económicas que pueden dar resultados muy aproximados a lo real.

Capítulo I

El comportamiento de flujo en el yacimiento empezó con el desarrollo de una ecuación que nos permitiera relacionar las dos variables que son de principal importancia en la optimización de la producción, las cuales son: **Presión y gasto**. La ecuación que nos relaciona estas dos variables es la ecuación de **Darcy**, esta ecuación es la base fundamental para entender el comportamiento de flujo en el yacimiento.

I.1 Flujo de aceite

I.1.1 Ley de Darcy

La ley de Darcy es una ecuación general que indica el comportamiento de flujo en un medio poroso y permeable, es utilizada para la predicción de flujo del yacimiento al pozo. Partiendo de la ecuación general de Darcy para flujo lineal, sin considerar las fuerzas gravitacionales ni capilares, tenemos la siguiente ecuación.

$$q = A \frac{k}{\mu} \times \frac{dP}{dL} \quad \text{-----1.1}$$

Donde:

q =Gasto del fluido (cm^3 / s)

A =Área expuesta al flujo (cm^2)

k =Permeabilidad de la roca (darcys)

μ =Viscosidad del fluido (cp)

dP =Diferencial de Presión (atm)

dL =Diferencial de Longitud (cm)

I.1.2 Ecuaciones de flujo

Haciendo el desarrollo de la ecuación de **Darcy** (ecuación 1.1) para flujo radial y en unidades de campo obtenemos lo siguiente:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} (k_o h) (P_r - P_{wf})}{\bar{\mu}_o \bar{B}_o \left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad \text{(Estado pseudo-estacionario)} \quad \text{-----1.2}$$

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} (k_o h) (P_r - P_{wf})}{\bar{\mu}_o \bar{B}_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad \text{(Estado estacionario)} \quad \text{-----1.3}$$

Capítulo I

Donde:

q_o =Gasto de aceite (bpd @ c.s)

k_o =Permeabilidad efectiva al aceite (md)

h =Espesor de la zona productora (pie)

r_e =Radio de drene (pie)

r_w =Radio del pozo (pie)

S =Daño total

P_r =Presión media del yacimiento (lb / pg²)

P_{wf} =Presión de fondo fluyendo a la altura media de los disparos (lb / pg²)

$\bar{\mu}_o$ =Viscosidad del aceite (cp) medido a una presión media $(P_r + P_{wf}) / 2$

\bar{B}_o =Factor de volumen del aceite medido a una presión media

Con las ecuaciones anteriores podemos obtener el gasto de aceite que está aportando el yacimiento, pero necesitamos conocer los valores de las propiedades del sistema roca-fluidos, el radio de drene y pozo, así como la caída de presión en el yacimiento.

I.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR

I.2.1 Definición del índice de productividad (J)

Un parámetro del yacimiento comúnmente usado es el índice de productividad (J), el cual representa una relación gasto- ΔP , donde J es definido como sigue:

$$J = \frac{q_o}{(P_r - P_{wf})} \text{-----1.4}$$

Esta ecuación relaciona el gasto aportado por un pozo dada una caída de presión, desde la presión media del yacimiento hasta la presión de fondo fluyendo. Observemos la **figura 1.1**, la cual nos indica el comportamiento del índice de productividad (J) con respecto a la producción acumulada para diferentes mecanismos de producción.

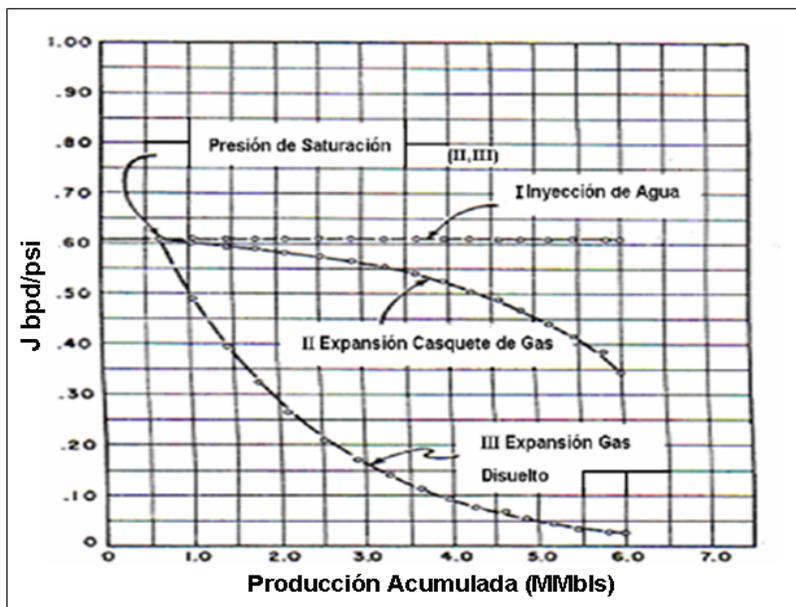


Figura 1.1 J vs. Np para diferentes mecanismos de producción

Tipos de mecanismos naturales de producción del yacimiento.

Expansión del sistema roca-fluidos.

Este mecanismo de producción se debe a que tanto la roca como el fluido contenido dentro de ella se expanden cuando se genera una caída de presión en el yacimiento.

Expansión por gas disuelto.

Este mecanismo de producción se debe a que el gas que está disuelto en el aceite se libera y debido a su alto valor de compresibilidad se expande ocupando el volumen del aceite, es importante decir que el gas que se está liberando es producido junto con el aceite, es decir, el gas liberado no forma un casquete de gas.

Empuje de acuífero activo.

Este mecanismo de producción se debe al empuje hidráulico de un acuífero activo.

Expansión del casquete de gas.

Este mecanismo de producción se debe al que el gas libre en el yacimiento (casquete de gas) se expande desplazando del espacio poroso al aceite.

Segregación Gravitacional.

Este mecanismo de producción se debe, como su nombre lo dice, a la segregación de las dos fases: Aceite y gas debido a la densidad de cada uno. Este mecanismo de producción se da cuando el gas que se libera del aceite no es producido, si no que se incorpora al casquete de gas.

En el diseño de sistemas artificiales de producción, el índice de productividad es expresado en bpd de líquido total, es decir ($q_o + q_w$) y es definido como sigue:

Capítulo I

$$J = \frac{q_o + q_w}{P_r - P_{wf}} \quad \text{-----1.5}$$

Donde:

q_o =Gasto de aceite (bpd @ c.s)

q_w =Gasto de agua (bpd @ c.s)

Otro término a veces usado es el índice de productividad específico, este es sólo el valor de J dividido por los pies de espesor neto de la zona productora y es comúnmente usado para comparar diferentes pozos de un mismo campo.

$$J_s = \frac{J}{h} = \left[\frac{\text{bpd}}{(\text{lb} / \text{pg}^2) \cdot \text{pie}} \right] \quad \text{-----1.6}$$

I.2.2 Definición de IPR

El IPR (Inflow Performance Relationship), es una relación del comportamiento del gasto de líquido o gas respecto a la presión de fondo fluyendo (q vs. P_{wf}). Cuando hablamos de la curva de IPR debemos tomar en cuenta el tipo de mecanismo de producción del yacimiento, la forma de la curva, así como también recordar que el índice de productividad (J) de un pozo es muy probable que cambie con el tiempo y la producción acumulada.

I.2.3 Índice de productividad para yacimientos bajo saturados

El índice de productividad (J) puede ser constante o variable, esto dependerá si la presión de fondo fluyendo se encuentra por arriba o por debajo de la presión de burbuja. Un yacimiento de aceite bajo saturado se tiene cuando la $P_{wf} > P_b$ y la curva de IPR que representa el comportamiento del flujo en el yacimiento (relación entre q y P_{wf}), se comporta como en la siguiente gráfica (**figura 1.2**).

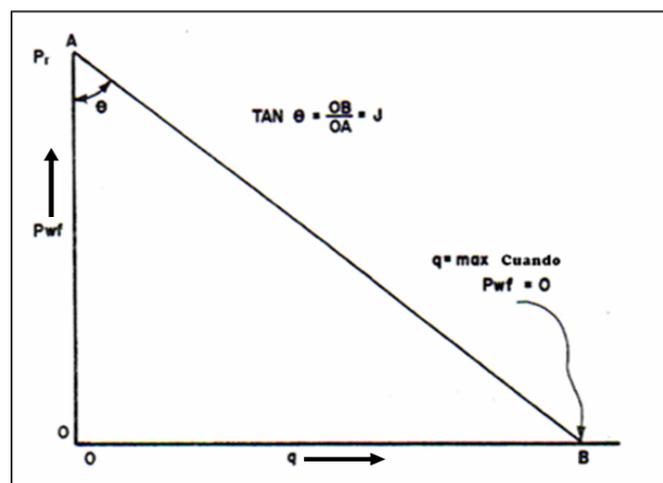


Figura 1.2 Curva de IPR para yacimiento bajo saturado

Capítulo I

$$\text{Donde } \tan \theta = \frac{OB}{OA} = J$$

Otra forma de obtener el índice de productividad (J) cuando $P_{wf} > P_b$, teniendo tanto gasto de aceite como de agua es a partir de la ecuación de Darcy, obteniendo lo siguiente:

$$J = \frac{7.08 \times 10^{-3} h}{\ln(r_e / r_w)} \left[\frac{k_o}{B_o \mu_o} + \frac{k_w}{B_w \mu_w} \right] \text{-----1.7}$$

Ejemplo:

Tenemos un yacimiento de aceite bajo saturado; de una prueba de producción realizada a un pozo se obtuvieron los siguientes datos:

$$P_r = 2,800 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$$

$$q_o = 200 \text{ bpd}$$

$$P_{wf} = 2,400 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$$

Calcular el índice de productividad (J) de dicho pozo:

$$J = \frac{q_o}{(P_r - P_{wf})} = \frac{200}{(2,800 - 2,400)} = 0.5 \left[\frac{\text{bpd}}{(\text{lb / pg}^2)} \right]$$

El valor de $J = 0.5$ se mantendrá constante hasta que el valor de P_{wf} alcance el valor de P_b , por lo tanto con la ecuación anterior podemos calcular el gasto para cualquier P_{wf} mientras se cumpla la condición mencionada, como se hace a continuación:

Calcular el gasto de aceite para una P_{wf} de 2,000 (lb / pg²).

$$q_o = J(P_r - P_{wf}) = 0.5(2,800 - 2,000) = 400 \text{ bpd}$$

I.2.4 Índice de productividad para yacimientos saturados

En el caso de que $P_{wf} < P_b$, la curva de IPR se comporta como en la **figura 1.3**.

Donde $J = \frac{-dq}{dP_{wf}}$, el signo negativo indica un decremento de J para un incremento de gasto.

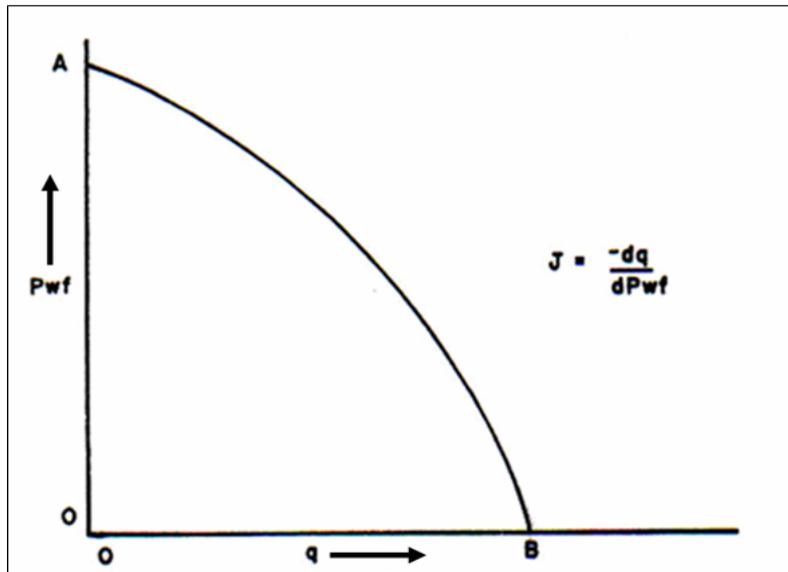


Figura 1.3 Curva de IPR para yacimientos saturados

Para un yacimiento de aceite saturado se tienen dos fases moviéndose dentro del yacimiento (aceite y gas) en el caso dado de que la saturación de agua (S_w) sea menor o igual a la irreducible. Como se puede observar en la **figura 1.3**, el índice de productividad no es constante a lo largo del tiempo de explotación de este tipo de yacimientos, por lo que no podemos recurrir a la **ecuación 1.4** para pronosticar gastos futuros de aceite (q_o) para diferentes P_{wf} . Muchos investigadores se dieron a la tarea de obtener ecuaciones que nos permitieran resolver este problema hasta que en 1968 Vogel propuso su ecuación, la cual es una de las más utilizadas en la industria petrolera debido a su simplicidad y eficacia.

I.3 Flujo de dos fases: Aceite y gas

Si nos regresamos a la ecuación de Darcy para flujo de líquido con frontera cerrada, asumiendo que conocemos el valor de la presión media del yacimiento (P_r) y que el valor de $S = 0$, tenemos la siguiente ecuación:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) \right]} \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp \quad \text{-----1.8}$$

El término $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ es una función de la presión y a su vez el valor de la permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}) es una función de la saturación de aceite (S_o). Una gráfica típica de esto se muestra a continuación (**figura1.4**).

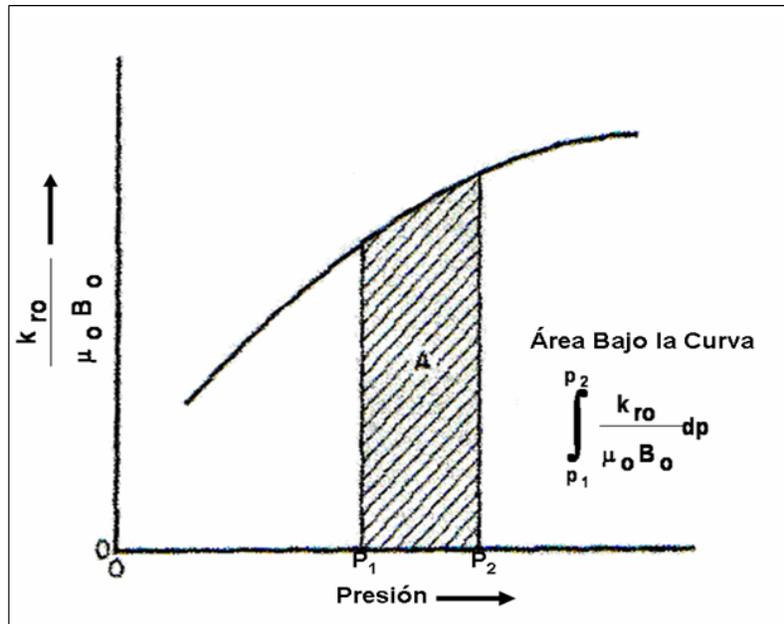


Figura 1.4 $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ vs. Presión

La integral puede ser dividida en dos partes, como se muestra a continuación:

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp = \int_{P_b}^{P_r} \frac{1}{\mu_o B_o} dp + \int_{P_{wf}}^{P_b} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp$$

Aunque estrictamente de la presión media del yacimiento (P_r) a la presión de burbuja (P_b) los valores de μ_o y B_o no son constantes, su variación es mínima con respecto a la variación de presión, por lo que la gráfica de (q vs. P_{wf}) es una línea recta para esta etapa (yacimiento de aceite bajo saturado). Para la segunda etapa (yacimiento de aceite saturado) vemos que está involucrado el valor de permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}). Al caer la P_{wf} por debajo de la de P_b se comienza a liberar gas con lo que la permeabilidad relativa a éste aumenta y la del aceite comienza a disminuir, además que los valores de μ_o y B_o son más significativos porque al liberarse los componentes ligeros del aceite, el valor de μ_o empieza a aumentar y el del B_o a disminuir. Estas son las principales causas por las cuales las curvas de IPR para yacimientos de aceite bajo saturado y saturado se comportan de diferente manera.

I.3.1 Ecuación de Vogel

Una solución simplificada para el flujo de dos fases en el yacimiento fue propuesta por **Vogel**, quien en 1968 dio la siguiente ecuación general para determinar la curva de IPR para yacimientos con empuje de gas disuelto y flujo por debajo de la P_b .

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{-----} 1.9$$

Capítulo I

La curva general del trabajo de Vogel se muestra a continuación:

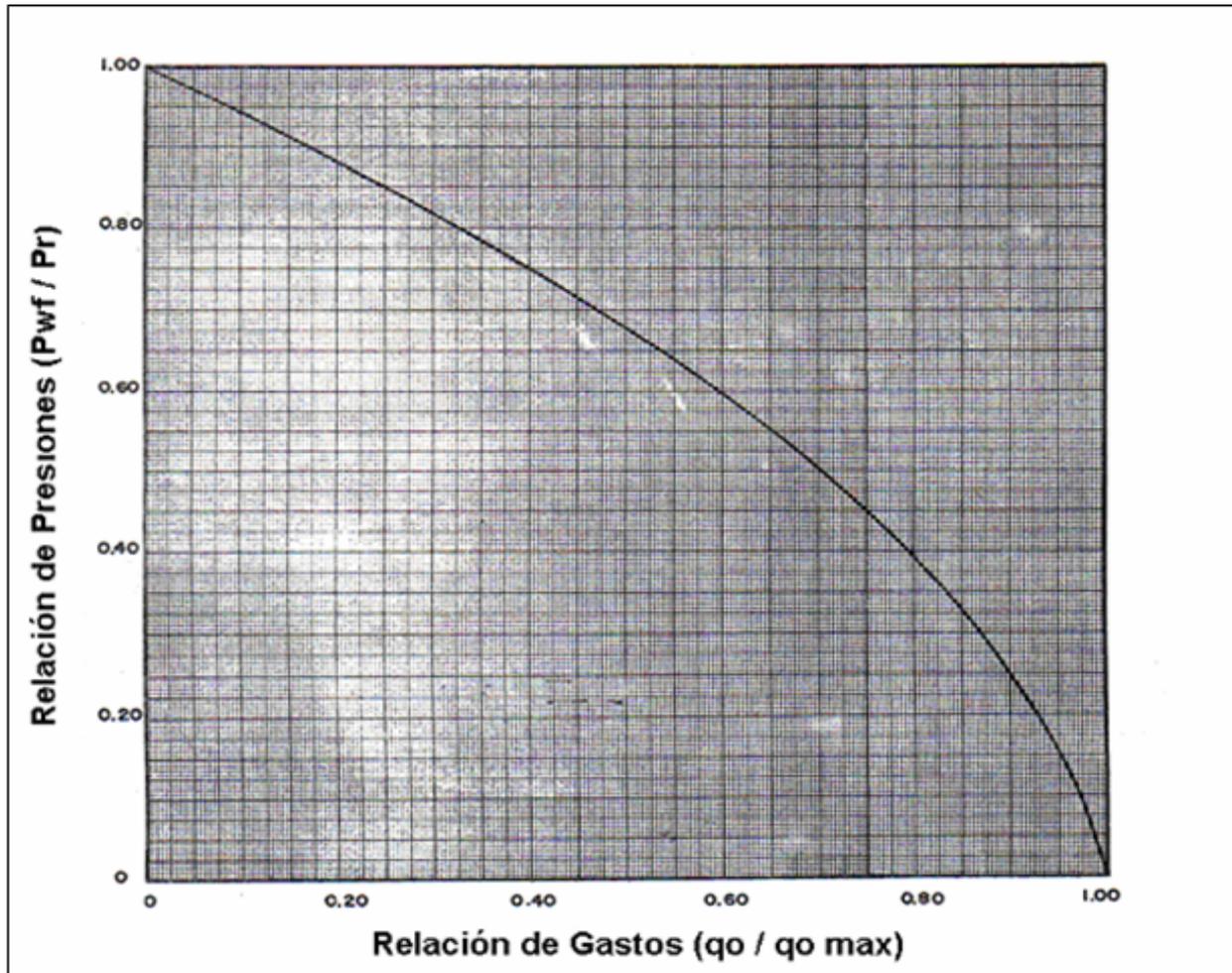


Figura 1.5 Curva de IPR para yacimientos con empuje de gas disuelto (Vogel)

De esta gráfica con datos dados de una prueba de producción q_o y P_{wf} y conociendo la P_r podemos obtener el gasto máximo que aportaría la formación, este es un gasto teórico porque se obtiene cuando $P_{wf} = 0$ y en la práctica esta condición no se presenta sin que antes el pozo deje de fluir. Con el valor del gasto máximo podemos calcular los diferentes gastos esperados para diferentes P_{wf} recordando que esta gráfica es para una eficiencia de flujo igual a uno ($EF = 1$).

Para aplicar esta ecuación se deben tomar en cuenta las siguientes observaciones:

- 1) Este procedimiento no debe ser considerado correcto para otro tipo de mecanismo de producción, sólo para **expansión por gas disuelto**. Aunque se ha visto que para otros tipos de mecanismos puede dar resultados aceptables.
- 2) Este procedimiento es para dos fases: Aceite y gas únicamente, no debe ser considerado válido cuando tres fases están fluyendo: Aceite, gas y agua.

Capítulo I

- 3) La gráfica de Vogel sólo puede ser utilizada para pozos sin daño, es decir cuando la eficiencia de flujo $EF = 1$, por lo que si el pozo está dañado o estimulado debemos usar otra gráfica.

Si se requiere, la ecuación de Vogel puede ser modificada para encontrar el valor de P_{wf} dado un gasto determinado:

$$P_{wf} = 0.125 P_r \left[-1 + \sqrt{81 - 80 (q_o / q_{o,max})} \right] \quad \text{-----1.10}$$

La ecuación de Vogel, es la más utilizada en la industria, ya que sólo es necesario un par de datos de una prueba de producción (q_o y P_{wf}) para poder aplicar esta correlación con muy buenos resultados dada las restricciones anteriores.

Ejemplo:

Se tienen los siguientes datos:

$$P_r = 2,400 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$$

$$q_o = 100 \text{ bpd}$$

$$P_{wf} = 1,800 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$$

Determinar el q_o para una P_{wf} de 800 (lb / pg²).

Solución:

- 1) Determinar el gasto máximo aportado por dicho pozo utilizando la ecuación de Vogel:

$$q_{o,max} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} = \frac{100}{1 - 0.2 \left(\frac{1,800}{2,400} \right) - 0.8 \left(\frac{1,800}{2,400} \right)^2} = 250 \text{ bpd}$$

- 2) Obteniendo el valor de q_o para la P_{wf} de 800 (lb / pg²).

$$q_o = q_{o,max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] = 250 \left[1 - 0.2 \left(\frac{800}{2,400} \right) - 0.8 \left(\frac{800}{2,400} \right)^2 \right] = 211 \text{ bpd}$$

Este procedimiento también se puede realizar gráficamente debido a que conocemos el valor de la relación (P_{wf} / P_r) y el valor de q_o . Para nuestro ejemplo $(P_{wf} / P_r) = 0.75$, si partimos de este valor en el eje de las ordenadas hasta intersectar la curva y leemos el valor en el eje de las abscisas observamos que $(q_o / q_{o,max}) = 0.40$.

Capítulo I

Por lo tanto:

$$q_{o\max} = \frac{q_o}{0.40} = \frac{100}{0.40} = 250 \text{ bpd}$$

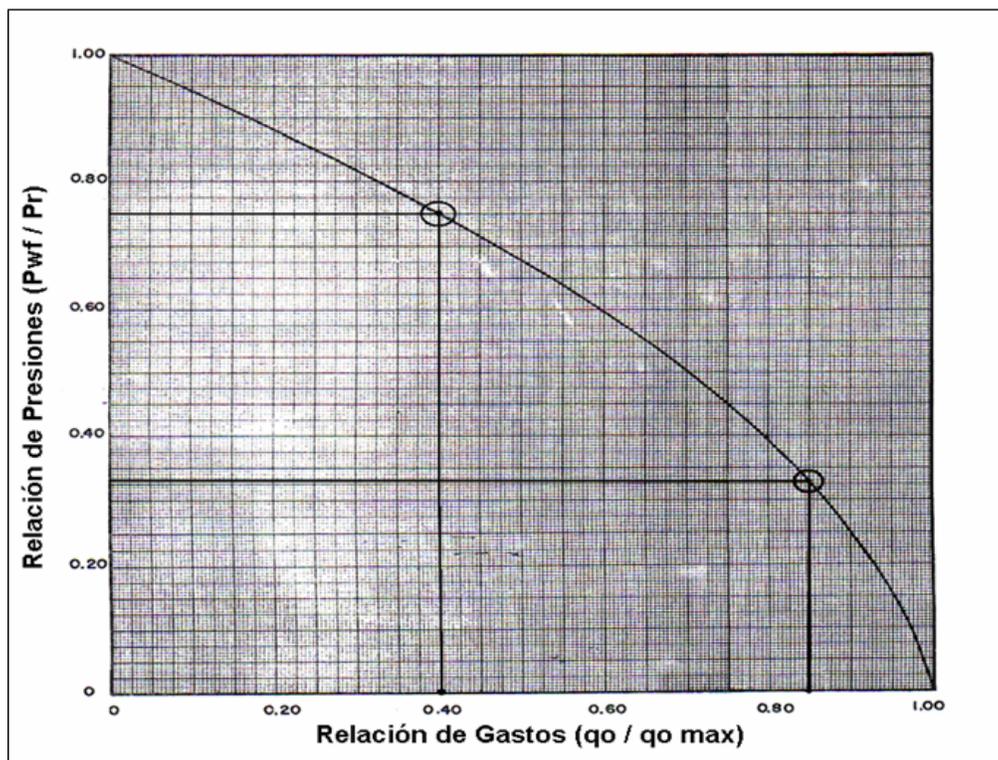
Para obtener gráficamente el q_o para una P_{wf} de 800 (lb / pg²), primero se determina el valor de la relación de presiones (P_{wf} / P_r)

$$\frac{P_{wf}}{P_r} = \frac{800}{2,400} = 0.333$$

De la gráfica se observa que para el valor de $(P_{wf} / P_r) = 0.333$, se tiene un valor de $(q_o / q_{o\max}) = 0.84$, por lo que:

$$q_o = 0.84q_{o\max} = 0.84 \times 250 = 210 \text{ bpd}$$

Este valor difiere por un barril de la solución analítica debido a la imprecisión inherente a la lectura de valores en la gráfica. Los puntos citados se muestran en la siguiente gráfica:



I.3.2 Procedimiento de Standing para $EF \neq 1$

Standing extendió el trabajo de Vogel para aquellos casos donde la $EF \neq 1$. La eficiencia de flujo (EF) puede ser definida de la siguiente forma.

Capítulo I

$$EF = \frac{P_r - P_{wf}^*}{P_r - P_{wf}} \quad \text{-----1.11}$$

Donde:

P_{wf}^* = Presión de fondo fluyendo si el pozo no tuviera daño

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo del pozo

P_r = Presión media del yacimiento

Despejando el valor de P_{wf}^* tenemos:

$$P_{wf}^* = P_r - (P_r - P_{wf})EF \quad \text{-----1.12}$$

Standing presentó la **figura 1.6** para usar eficiencias de flujo (EF) entre valores de 0.5 hasta 1.5. Un paso necesario para el uso de esta gráfica es determinar el $q_{o\max}$ para una $EF = 1$, después cualquier gasto puede ser determinado para cualquier EF. A continuación se muestra un ejemplo para mostrar el procedimiento de cómo se utiliza la gráfica de Standing.

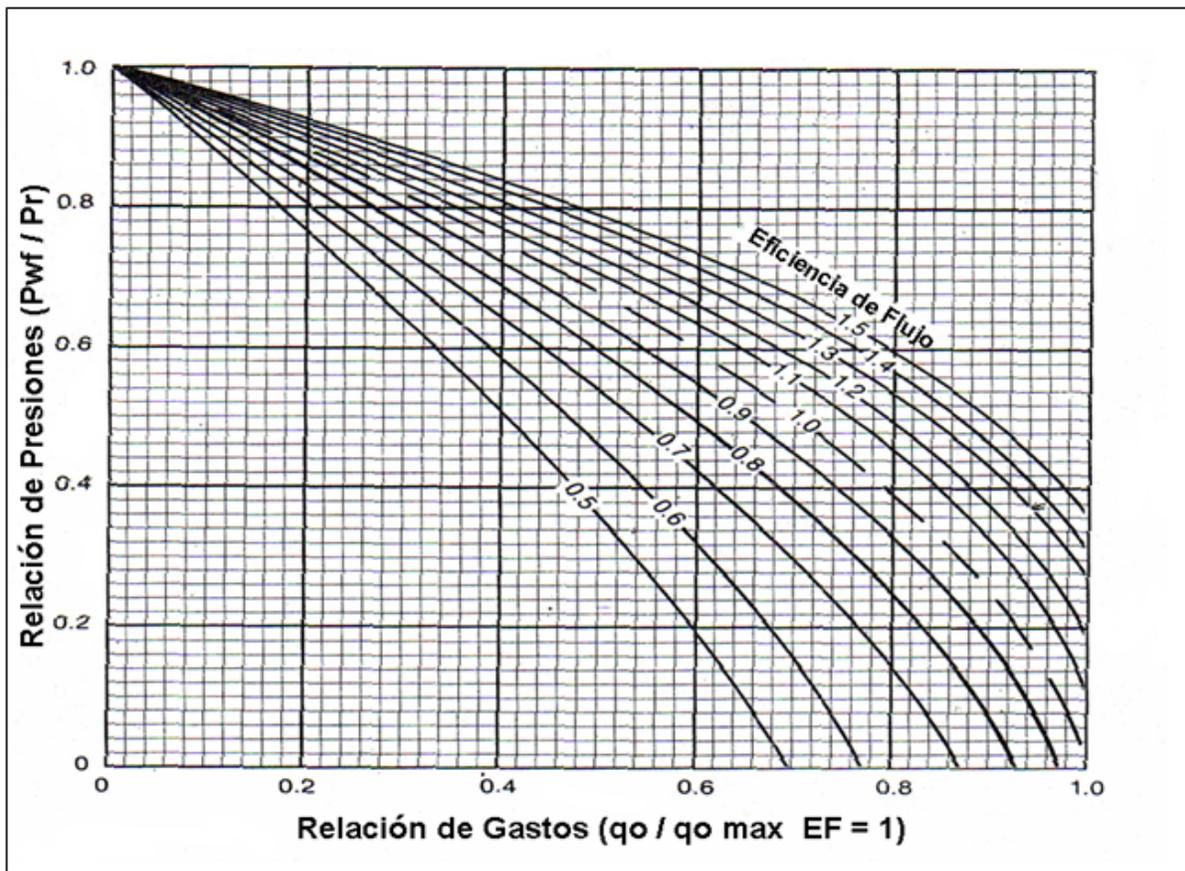


Figura 1.6 Correlación de Standing para pozos con valores de $EF \neq 1$

Capítulo I

Ejemplo:

Tenemos los siguientes datos:

$$P_r = 2,600 \text{ (lb / pg}^2\text{)} < P_b$$

$$q_o = 500 \text{ bpd para una } P_{wf} = 1,800 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$$

$$EF = 0.6$$

Determinar:

1) $q_{o\max}$ para una $EF = 0.6$

2) q_o para una $P_{wf} = 1,300 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$ y una $EF = 0.6$

Solución:

1) Determinar el $q_{o\max}$ para una $EF = 1$. De los datos dados obtener el valor de (P_{wf} / P_r)

$$\frac{P_{wf}}{P_r} = \frac{1,800}{2,600} = 0.692$$

De la figura 1.6 leemos en la curva para $EF = 0.6$ que $[q_o / (q_{o\max} EF=1)] = 0.3$, de este valor despejamos el valor de $(q_{o\max} EF=1)$ y obtenemos lo siguiente:

$$(q_{o\max} EF = 1) = \frac{q_o}{0.3} = \frac{500}{0.3} = 1,667 \text{ bpd}$$

2) Determinar $q_{o\max}$ para una $EF = 0.6$. De la figura 1.6 leemos el valor de $[q_o / q_{o\max} EF=1]$ para la curva de $EF = 0.6$ cuando $(P_{wf} / P_r) = 0$. Donde $q_o = (q_{o\max} EF=0.6)$

$$\left[\frac{q_{o\max} EF = 0.6}{q_{o\max} EF = 1} \right] = 0.77$$

$$(q_{o\max} EF = 0.6) = 0.77 \times (q_{o\max} EF = 1) = 0.77 \times 1,667$$

$$(q_{o\max} EF = 0.6) = 1,283 \text{ bpd}$$

3) Determinar q_o para una $P_{wf} = 1,300 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$ y una $EF = 0.6$. De los datos dados obtener el valor de (P_{wf} / P_r)

Capítulo I

$$\frac{P_{wf}}{P_r} = \frac{1,300}{2,600} = 0.5$$

De la figura 1.6 leemos en la curva de $EF = 0.6$ que $[q_o / q_{o\max} EF=1] = 0.462$, de este valor despejamos el valor de q_o y obtenemos lo siguiente:

$$q_o = 0.462 \times 1,667 = 770 \text{ bpd}$$

Existen ciertas condiciones de flujo en la que no podemos utilizar la ecuación de Vogel o la gráfica de Standing. Estas condiciones se dan cuando tenemos altos valores de eficiencia de flujo ($EF > 1.5$) y bajos valores de P_{wf} , un ejemplo de esto es el siguiente:

Ejemplo:

$$P_r = 2,000 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$$

$$P_{wf} = 500 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$$

$$EF = 2$$

Solución:

$$P_{wf}^* = P_r - (P_r - P_{wf})EF$$

$$P_{wf}^* = 2,000 - (2,000 - 500)2 = -1,000 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$$

Estos valores negativos causan conflictos en la ecuación de Vogel y mostrarán una reducción del gasto. Un resultado típico de esto es mostrado en la **figura 1.7**

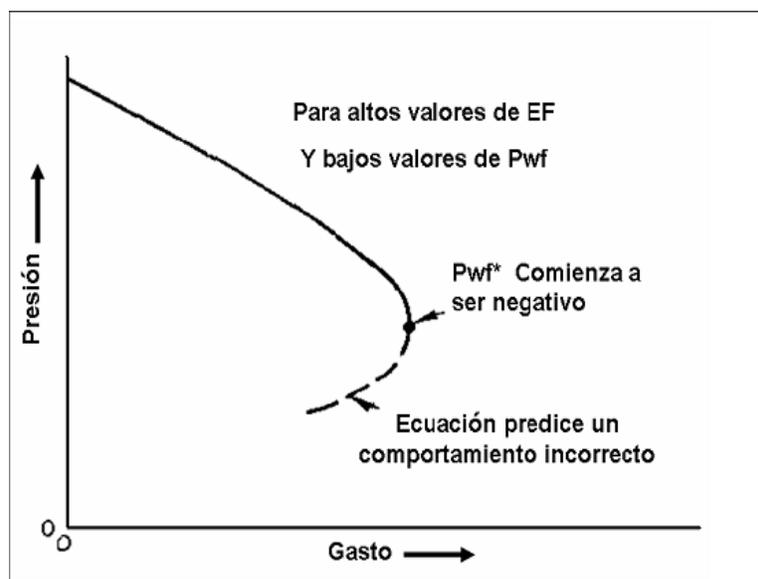


Figura 1.7 Error en la extrapolación del trabajo de Standing

I.3.3 Ecuación de Fetkovich

Una ecuación más exacta para el comportamiento de un yacimiento saturado, no importando altos valores de EF y bajos valores de P_{wf} fue propuesta por **Fetkovich**⁽¹⁵⁾ y es la siguiente:

$$q_o = J'_o (P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{-----1.13}$$

Donde:

J'_o =Índice de productividad (coeficiente de la curva de contrapresión)

n =Exponente de la curva de contrapresión

Fetkovich presentó un método de análisis de pruebas multigastos (isocronales y pruebas de flujo continuo) aplicado a pozos de aceite. Fetkovich encontró que los pozos produciendo por debajo de la P_b deben realmente comportarse más como pozos de gas, esto significa que $(P_r^2 - P_{wf}^2)$ vs. q_o dará una línea recta en una gráfica Log-Log como se muestra en la **figura 1.8**.

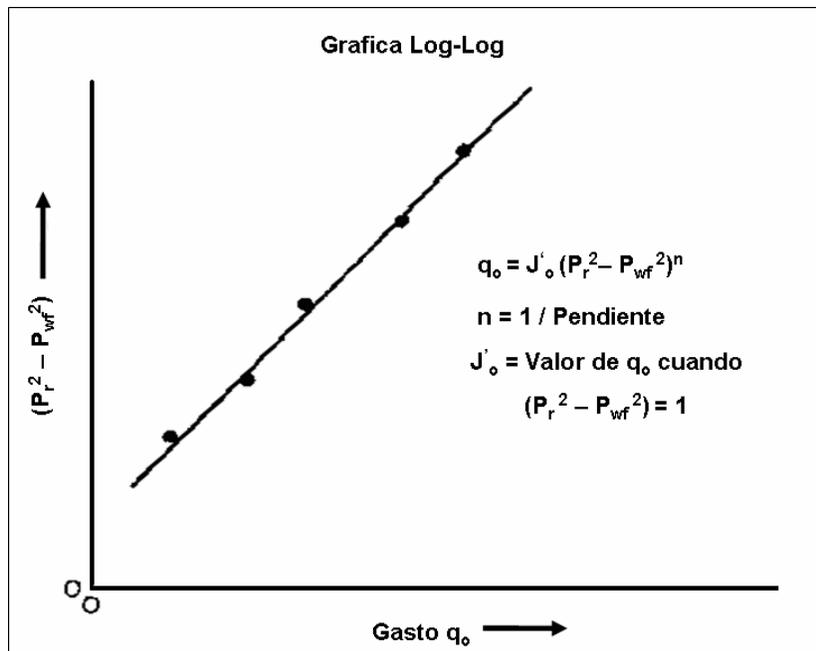


Figura 1.8 Prueba multigastos aplicada a un pozo de aceite (yacimiento de aceite saturado)

Esta curva también es llamada “**curva de contra presión**”. En donde J'_o es la intersección en el eje de las abscisas (q_o) cuando $(P_r^2 - P_{wf}^2) = 1$ y $n = (1 / m)$, donde m es la pendiente de la recta que puede ser encontrada con dos puntos. Al igual que la ecuación de Vogel, la ecuación de Fetkovich es únicamente para yacimientos de aceite saturado, es decir que la P_r sea menor o igual que la P_b ($P_r \leq P_b$).

Capítulo I

Con la ecuación de Fetkovich, **Harrison** realizó una gráfica general para ser usada cuando los valores de EF están fuera de rango de la gráfica presentada por Standing, la gráfica es mostrada a continuación (**figura 1.9**).

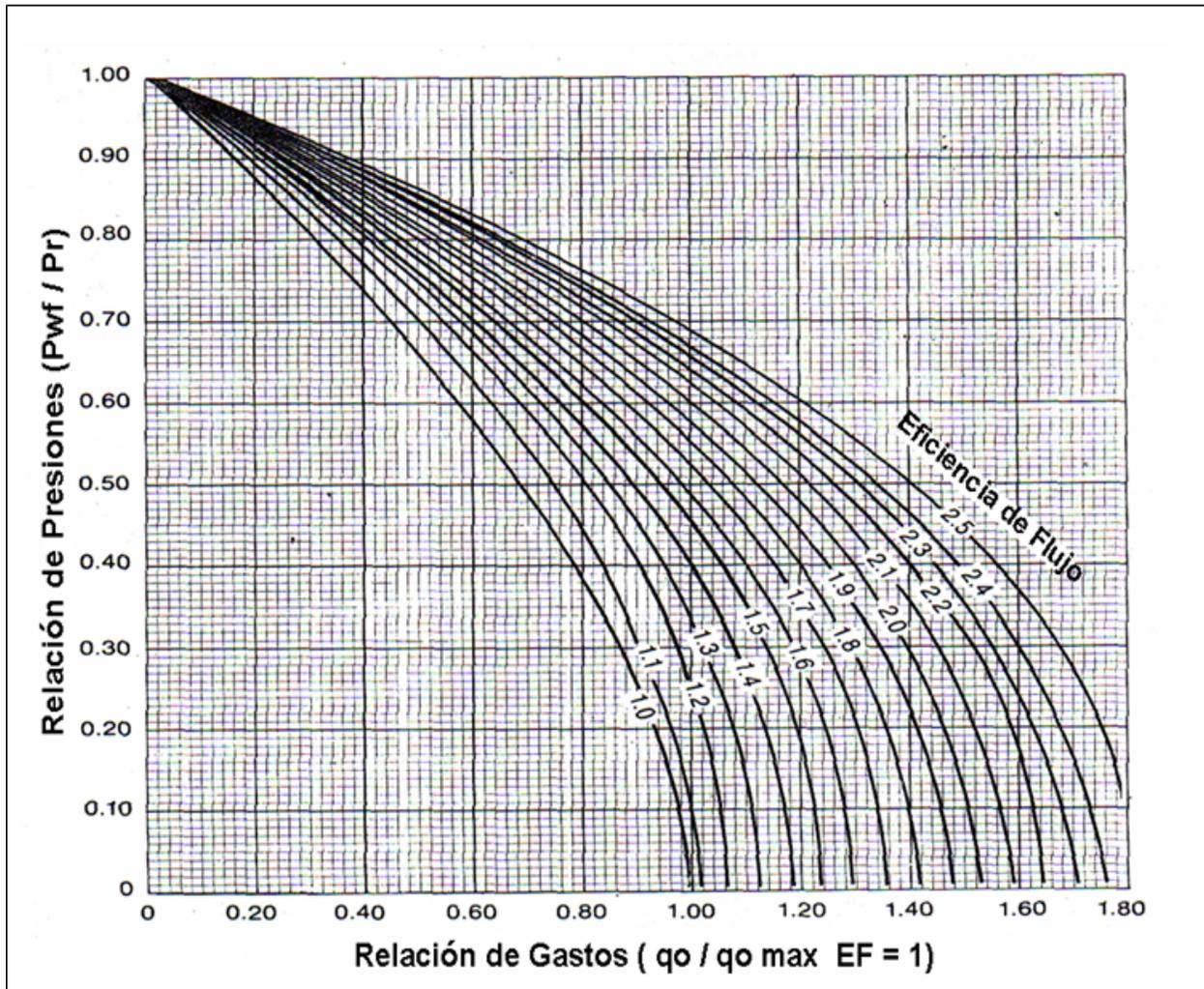


Figura 1.9 Amplificación del trabajo de Standing incluyendo otros valores de EF (Harrison)

Hasta este momento sólo hemos visto dos ecuaciones generales que describen el comportamiento de flujo para dos fases. Sin embargo, existen otras ecuaciones para flujo de dos fases para yacimientos cuyo mecanismo de producción es por **expansión de gas disuelto** y diferentes condiciones de flujo. A continuación se hace una recopilación de algunas de ellas.

Vogel

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ max}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Capítulo I

Fetkovich

$$q_o = J_o'(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{o} \quad \frac{q_o}{q_{o\max}} = \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]^n$$

I.3.4 Ecuación de Jones, Blount y Glaze

Jones, Blount y Glaze⁽¹³⁾ propusieron la siguiente relación entre presión y gasto.

$$\frac{P_r - P_{wf}}{q_o} = C + Dq_o$$

En un plano cartesiano graficamos $\frac{P_r - P_{wf}}{q_o}$ vs. q_o lo cual nos dará una línea recta con ordenada al origen C y pendiente D, el termino C representa el coeficiente de flujo laminar y D es el coeficiente de turbulencia; mínimo es necesario conocer dos puntos de la recta para poder determinar los coeficientes mencionados. Una vez que se obtienen los valores de los coeficientes, el gasto puede ser determinado a cualquier P_{wf} siguiendo la siguiente relación.

$$q_o = \frac{-C + \sqrt{C^2 + 4D(P_r - P_{wf})}}{2D}$$

I.3.5 Ecuación de Klins y Majcher

Klins y Majcher⁽¹³⁾ desarrollaron un IPR incorporando el valor de P_b .

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^d$$

Donde:

$$d = \left(0.28 + 0.72 \frac{P_r}{P_b} \right) (1.235 + 0.001P_b)$$

I.3.6 Ecuación de Sukarno

Sukarno⁽¹³⁾ desarrolló una ecuación de IPR basado en los resultados de una simulación que pretende tomar en cuenta la eficiencia de flujo (EF), debido a que el gasto depende tanto del daño como del cambio de P_{wf} . Sukarno desarrolló la siguiente ecuación:

Capítulo I

$$\frac{q_o}{q_{o\max@S=0}} = EF \left[1 - 0.1489 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.4418 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 - 0.4093 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^3 \right]$$

Donde:

$$EF = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 + a_3 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^3 \quad y \quad a_n = b_0 + b_1 S + b_2 S^2 + b_3 S^3$$

S es el factor de daño y los valores de b necesarios para calcular las a_n son dados en la siguiente tabla:

Constantes para IPR de Sukarno				
	b0	b1	b2	b3
a0	1.0394	0.12657	0.0135	-0.00062
a1	0.01668	-0.00385	0.00217	-0.0001
a2	-0.858	0.00201	-0.00456	0.0002
a3	0.00952	-0.00391	0.0019	-0.00001

I.4 Flujo combinado: Una fase ($p_{wf} > p_b$) y dos fases ($p_{wf} < p_b$)

Aunque estrictamente por arriba de la P_b los valores de μ_o y B_o no son constantes, su variación es mínima con respecto a la variación de presión, por lo que cuando $P_{wf} > P_b$ la curva de IPR es un línea recta, cuando se llega al punto en que la presión del yacimiento $P_r \leq P_b$ tenemos que utilizar la ecuación de Vogel u otras ecuaciones para flujo de dos fases. La ecuación de Vogel parte de que la $P_r \leq P_b$ y por lo tanto si tenemos un yacimiento cuya $P_r > P_b$ pero $P_{wf} < P_b$, tendremos que hacer el análisis tanto para flujo en una sola fase, como para flujo en dos fases para obtener el gasto que aporta dicho pozo dada una P_{wf} .

I.4.1 Ecuación General

Eickmeier y Neeley encontraron la siguiente correlación:

Si partimos de la ecuación general de Vogel.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{-----1.14}$$

Y tomando la derivada respecto a P_{wf} tenemos:

$$-\frac{dq}{dp_{wf}} = q_{o\max} \left[\frac{0.2}{P_r} + \frac{1.6 P_{wf}}{P_r^2} \right] \quad \text{-----1.15}$$

Capítulo I

Recordando que para utilizar la ecuación de Vogel partimos de que $P_r \leq P_b$, si hacemos el análisis justo en el punto donde $P_r = P_b$ y tomando la pendiente o el valor de J cuando $P_{wf} \rightarrow P_b$ se obtiene lo siguiente:

$$J = \frac{1.8 q_{o\max}}{P_b} \quad \text{-----1.16}$$

Por lo tanto el gasto máximo aportado por la formación será la suma de los gastos máximos de las 2 etapas (bajo saturado y saturado) como se muestra a continuación (**figura 1.10**).

bajo saturado

$$q_b = J(P_r - P_b) \quad \text{-----1.17}$$

saturado

$$q_{o\max\text{ VOGEL}} = \frac{JP_b}{1.8} \quad \text{-----1.18}$$

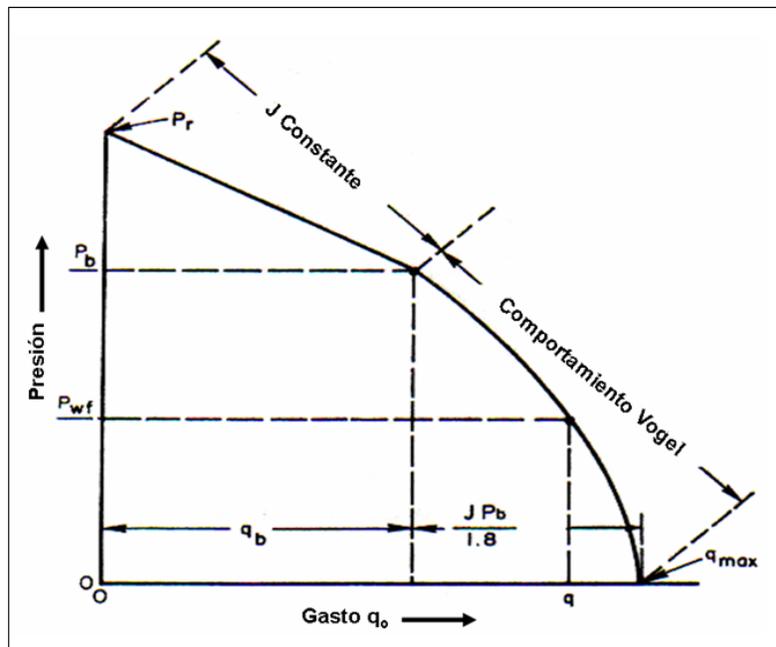


Figura 1.10 Combinación de los casos J constante y comportamiento de Vogel

Sumando las dos ecuaciones obtenemos el gasto máximo para dicho yacimiento.

$$q_{o\max} = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \quad \text{-----1.19}$$

Por lo tanto, si queremos obtener un gasto a una $P_{wf} < P_b$, será la suma de los gastos de las dos etapas $q_o = q_b + q_{\text{vogel}}$ y tenemos la siguiente ecuación:

$$q_o = q_b + [q_{o\max} - q_b] \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{-----1.20}$$

Capítulo I

Si conocemos el valor de J en el punto donde $P_{wf} = P_b$ podemos determinar el gasto máximo ($q_{o \max}$) que aportaría el pozo. Si la prueba es tomada por debajo de la presión de burbuja, encontramos el valor de J de la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q_o}{P_r - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad \text{-----1.21}$$

Si la prueba es tomada cuando $P_{wf} > P_b$, utilizamos la ecuación 1.17 o podemos utilizar la ecuación de Darcy si contamos con los datos necesarios.

I.4.2 Ecuación de Hasan

Hasan extendió la ecuación de Vogel para la combinación de flujo en una y dos fases, la ecuación a la que llegó es la siguiente.

$$\frac{J}{J^*} = \frac{P_b}{1.8(P_r - P_{wf})} \left[1.8 \left(\frac{P_r}{P_b} \right) - 0.8 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{-----1.22}$$

Donde:

P_r = Presión media del yacimiento (Por arriba de la P_b)

J = Índice de Productividad a condiciones de flujo por debajo de la P_b

J^* = Índice de Productividad cuando $P_{wf} \rightarrow P_b$

El valor de J^* se puede obtener con la ecuación de Darcy o de la ecuación 1.18. Con la ecuación 1.22, podemos conocer el índice de productividad J cuando se tiene flujo de dos fases y con este valor recurriendo a la ecuación general de índice de productividad $J = \frac{q_o}{(P_r - P_{wf})}$, podemos obtener el gasto futuro (q_o) para una determinada presión de fondo fluyendo (P_{wf}).

I.4.3 Ecuación de Fetkovich

Fetkovich propuso otra ecuación para flujo combinado, la cual es la siguiente:

$$q_o = J_o' (P_r^2 - P_{wf}^2)^n + J (P_r - P_b) \quad \text{-----1.23}$$

Con las ecuaciones anteriores podemos calcular los gastos para flujo combinado (una y dos fases en el yacimiento), es decir cuando $P_{wf} < P_b$, pero $P_r > P_b$.

I.5 Curvas de IPR para pozos de gas

I.5.1 Ecuaciones de flujo

De la ley de Darcy para flujo radial tenemos la siguiente relación:

$$q = \frac{k(2\pi rh)}{\mu} \left(\frac{dp}{dr} \right) \quad \text{-----1.24}$$

La ecuación anterior es una ecuación diferencial y debe ser integrada para su aplicación. Antes de la integración, la ecuación de flujo debe ser combinada con una ecuación de estado y una ecuación de continuidad para ser aplicable al flujo de gas. La ecuación de **continuidad** es la siguiente:

$$\rho_1 q_1 = \rho_2 q_2 = \text{Constante} \quad \text{-----1.25}$$

Donde:

ρ =Densidad del gas

q =Gasto del gas

Y la ecuación de **estado** es la ecuación de los gases reales y es la siguiente:

$$\rho = \frac{pM}{ZRT} \quad \text{-----1.26}$$

Combinando las ecuaciones de estado y continuidad con la ley de Darcy obtenemos el comportamiento de flujo radial para pozos de gas. Para unidades convencionales de campo la ecuación queda de la siguiente manera:

$$q_g = \frac{703 \times 10^{-6} kh (P_r^2 - P_{wf}^2)}{T \cdot \bar{\mu}_g \cdot \bar{Z} \cdot \ln(r_e / r_w)} \quad \text{(Estado estacionario)} \quad \text{-----1.27}$$

$$q_g = \frac{703 \times 10^{-6} kh (P_r^2 - P_{wf}^2)}{T \cdot \bar{\mu}_g \cdot \bar{Z} \cdot \ln(0.472 r_e / r_w)} \quad \text{(Estado pseudo-estacionario)} \quad \text{-----1.28}$$

Donde:

q_g =Gasto de Gas (Mpcd)

k =Permeabilidad en (md)

Capítulo I

h =Espesor de la formación en (pie)

T =Temperatura del yacimiento en ($^{\circ}R$)

\bar{Z} =Factor de compresibilidad del gas medido a una presión media

r_e =Radio de drene (pie)

r_w =Radio del pozo (pie)

P_r =Presión en el radio de drene en (lb / pg^2)

P_{wf} =Presión de fondo fluyendo en (lb / pg^2)

$\bar{\mu}_g$ =Viscosidad del gas en (cp) medido a una presión media

Las ecuaciones de flujo para estado estacionario y pseudo-estacionario incluyendo el factor de daño y el efecto de turbulencia son:

$$q_g = \frac{703 \times 10^{-6} kh (P_r^2 - P_{wf}^2)}{T \cdot \bar{\mu} \cdot \bar{Z} [\ln(r_e / r_w) + S + Dq_g]} \quad \text{(Estado estacionario)} \quad \text{-----1.29}$$

$$q_g = \frac{703 \times 10^{-6} kh (P_r^2 - P_{wf}^2)}{T \cdot \bar{\mu} \cdot \bar{Z} [\ln(0.472 r_e / r_w) + S + Dq_g]} \quad \text{(Estado pseudo-estacionario)} \quad \text{-----1.30}$$

Además.

$$D = \frac{2.22 \times 10^{-15} \cdot \gamma_g \cdot k}{\bar{\mu} \cdot h \cdot r_w} \beta \quad \text{y} \quad \beta = \frac{2.33 \times 10^{10}}{k^{1.2}}$$

Donde:

S =Factor de daño (adimensional)

D =Coeficiente de turbulencia

γ_g =Densidad relativa del gas

1.5.2 Pruebas de potencial (pruebas multigastos)

El potencial o capacidad de flujo de un pozo de gas, es requerido para la planeación de las operaciones de cualquier campo de gas. La capacidad de flujo debe ser determinada para diferentes presiones de fondo fluyendo en cualquier momento de la vida del yacimiento, también debe ser considerado el cambio en la capacidad de flujo con respecto al cambio en la presión media del yacimiento.

Capítulo I

El método más común para determinar la potencialidad de un pozo de gas son las llamadas pruebas multigastos, en las cuales un pozo es producido a varios gastos (usualmente 4) y se mide ese gasto (q_g) y la presión de fondo fluyendo correspondiente (P_{wf}). Con estas pruebas una ecuación de IPR de gas puede ser desarrollada. Hay básicamente dos tipos de pruebas que pueden ser realizadas. Una prueba es llamada de flujo continuo y la otra es llamada prueba isocronal. La teoría detrás de las pruebas está basada en ecuaciones de flujo en estado pseudo-estacionario.

La ecuación más utilizada en la industria petrolera para encontrar la curva de IPR para pozos de gas es la siguiente, esta puede ser encontrada a partir de las pruebas antes mencionadas.

$$q_g = C(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{-----1.31}$$

Donde:

q_g =Gasto de gas en unidades consistentes respecto a C.

C =Una constante que depende de las características del pozo y de las propiedades del gas, el valor de C también puede ser obtenido analíticamente con la siguiente ecuación:

$$C = \frac{703 \times 10^{-6} kh}{T \cdot \bar{\mu}_g \cdot \bar{Z} \left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right]}$$

En la **ecuación 1.31**, n es el coeficiente de turbulencia, el cual tiene un valor que varia entre (0.5 y 1). Para valores cercanos a 0.5 indica flujo turbulento, y para valores cercanos a 1 indica flujo laminar.

Los valores de C y n son determinados de las pruebas de pozo. Al menos dos pruebas son requeridas debido a que hay dos variables desconocidas en la ecuación, cuatro pruebas son recomendadas para minimizar los efectos de error por medición.

Si más de dos pruebas están disponibles, los datos pueden ser graficados en una gráfica Log-Log y los datos serán ajustados a una línea recta para determinar los valores de C y n. Sobre la gráfica Log-Log graficamos $(P_r^2 - P_{wf}^2)$ vs. q_g , $1/n$ es la pendiente de la línea graficada y el valor de $C = q_g$ cuando $(P_r^2 - P_{wf}^2) = 1$. Una vez que el valor de n ha sido determinado de la gráfica, el valor de C también puede ser calculado usando los datos de una de las pruebas que este sobre la línea recta graficada, esto es:

$$C = \frac{q_g}{(P_r^2 - P_{wf}^2)^n}$$

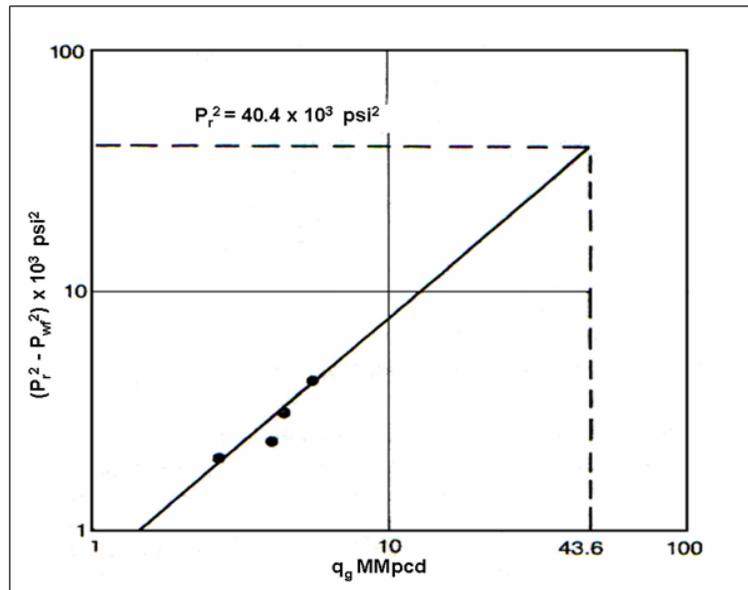
Capítulo I

Ejemplo:

De una prueba de potencial aplicada a un pozo de gas se obtuvieron los siguientes datos:

Prueba	q _g [Mpcd]	P _{wf} (lb / pg ²)	(P _r ² - P _{wf} ²) x 10 ³ [(lb / pg ²) ²]
	0	201 (P _r)	40.4 (P _r ²)
1	2,730	196	1.985
2	3,970	195	2.376
3	4,440	193	3.152
4	5,550	190	4.301

Si graficamos los datos en una gráfica Log-Log se obtiene la siguiente gráfica.



Como en la gráfica se observa que las pruebas 1 y 4 caen dentro de la línea recta, podemos usar estos puntos para obtener el valor de n, el procedimiento es el siguiente:

$$n = \frac{\log q_1 - \log q_4}{\log \Delta(P^2)_1 - \log \Delta(P^2)_4}$$

$$n = \frac{\log(2,730) - \log(5,550)}{\log(1.985 \times 10^3) - \log(4.301 \times 10^3)} = 0.92$$

Utilizando la prueba 4 para calcular el valor de C:

$$C = \frac{q_g}{(P_r^2 - P_{wf}^2)^n} = \frac{5,550}{(4.301 \times 10^3)^{0.92}} = 2.52 \left(\frac{\text{Mpcd}}{(\text{lb / pg}^2)^{1.84}} \right)$$

Capítulo I

Por lo tanto la ecuación que representa el comportamiento de este pozo es la siguiente:

$$q_g = 2.52 (P_r^2 - P_{wf}^2)^{0.92}$$

Donde:

q_g =Gasto de gas (Mpcd)

P_r =Presión media del yacimiento (lb / pg²)

P_{wf} =Presión de fondo fluyendo (lb / pg²)

Ejemplo:

Calcular el q_g para una P_{wf} de 193 (lb / pg²).

Utilizando la ecuación que representa el comportamiento de este pozo se tiene lo siguiente:

$$q_g = 2.52 (P_r^2 - P_{wf}^2)^{0.92} = 2.52 (201^2 - 193^2)^{0.92} = 4,170 \text{ Mpcd}$$

I.5.3 IPR para pozos horizontales de gas

En un estudio presentado por **N.Akhimiona y M.L Wiggins**⁽¹⁰⁾ se dieron las siguientes ecuaciones para curvas de IPR, los autores utilizaron un simulador comercial para esta investigación. Las ecuaciones de IPR fueron generadas en términos de presión y presión al cuadrado.

IPR en Términos de Presión.

$$\frac{q_g}{q_{g \max}} = 1 - 0.811 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.189 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{-----1.32}$$

IPR en Términos de Presión al Cuadrado.

$$\frac{q_g}{q_{g \max}} = 1 - 1.867 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_r^2} \right) + 0.867 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_r^2} \right)^2 \quad \text{-----1.33}$$

IPR Basadas en el Grado de Depresionamiento.

Se ha notado que el comportamiento presión-producción para un pozo horizontal, puede estar en función del depresionamiento. Esto permite que IPR individuales sean desarrolladas para cada etapa de explotación:

Capítulo I

$$\frac{q_g}{q_{g \max}} = 1 - (1 + d) \left(\frac{P_{wf}^2}{P_r^2} \right) + d \left(\frac{P_{wf}^2}{P_r^2} \right)^2 \quad \text{-----1.34}$$

Donde d es un valor que depende de la etapa de explotación y se puede encontrar por el uso de tablas que a continuación se presentan.

Valores del coeficiente d

Etapa de depresionamiento %	Coficiente d	Promdio Absoluto de Diferencia	Coficiente de Ajuste R2
10	1.0369	8.72	0.9991
20	0.8404	2.44	0.9999
30	0.6531	14.16	0.918
40	0.6413	5	0.9894
50	0.6928	18.7	0.9063
60	0.7231	15.39	0.9172
70	0.7415	11.22	0.9282

Ejemplo:

Si tomamos los datos del ejemplo anterior para pozos verticales de gas y despejando de la ecuación 1.32 el término de $q_{g \max}$ se obtiene:

$$q_{g \max} = \frac{q_g}{1 - 0.811 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.189 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

Tomando los datos de la prueba 4 para el cálculo $q_{g \max}$ obtenemos lo siguiente:

$$q_{g \max} = \frac{5,550}{1 - 0.811 \left(\frac{190}{201} \right) - 0.189 \left(\frac{190}{201} \right)^2} = 86,042 \text{ Mpcd}$$

Realizando el mismo procedimiento pero para la ecuación 1.33 se obtiene:

$$q_{g \max} = \frac{q_g}{1 - 1.867 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_r^2} \right) + 0.867 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_r^2} \right)^2}$$

Tomando los datos de la prueba 4 para el cálculo $q_{g \max}$ obtenemos lo siguiente:

Capítulo I

$$q_{g,max} = \frac{5,550}{1 - 1.867 \left(\frac{190^2}{201^2} \right) + 0.867 \left(\frac{190^2}{201^2} \right)^2} = 231,396 \text{ Mpcd}$$

Por lo que las ecuaciones que representan el comportamiento de flujo en términos de presión y presión al cuadrado respectivamente son:

$$q_g = 86,042 \left[1 - 0.811 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.189 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

$$q_g = 231,396 \left[1 - 1.867 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_r^2} \right) + 0.867 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_r^2} \right)^2 \right]$$

Calcular el gasto de gas para una P_{wf} de 193 (lb / pg²).

1) En términos de presión se obtiene lo siguiente:

$$q_g = 86,042 \left[1 - 0.811 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.189 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] = 86,042 \left[1 - 0.811 \left(\frac{193}{201} \right) - 0.189 \left(\frac{193}{201} \right)^2 \right]$$

$$q_g = 4,046 \text{ Mpcd}$$

2) En términos de presión al cuadrado se obtiene lo siguiente:

$$q_g = 231,396 \left[1 - 1.867 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_r^2} \right) + 0.867 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_r^2} \right)^2 \right] = 231,396 \left[1 - 1.867 \left(\frac{193^2}{201^2} \right) + 0.867 \left(\frac{193^2}{201^2} \right)^2 \right]$$

$$q_g = 3,622 \text{ Mpcd}$$

I.6 IPR de dos fases para pozos direccionales

La curva de Vogel fue desarrollada para pozos verticales y no es válida para pozos direccionales u horizontales. El desarrollo de curvas de IPR para pozos direccionales y horizontales fue obtenido por medio de un simulador, varios puntos importantes fueron observados:

Las curvas de IPR para pozos direccionales u horizontales tienen el mismo comportamiento que la gráfica de Vogel.

Capítulo I

Los datos de IPR generados para pozos direccionales y horizontales pueden diferir hasta un 22% y 27% respectivamente de los datos obtenidos usando la ecuación de Vogel para pozos verticales.

Ecuaciones de IPR para pozos direccionales y horizontales.

Angulo		Ecuación.
0°	(Vertical)	$q' = 1 - 0.2(P') - 0.8(P')^2$
15°		$q' = 0.9998 - 0.2210(P') - 0.7783(P')^2$
30°		$q' = 0.9969 - 0.1254(P') - 0.8682(P')^2$
45°		$q' = 0.9946 - 0.0221(P') - 0.9663(P')^2$
60°		$q' = 0.9926 + 0.0549(P') - 1.0395(P')^2$
75°	} (Horizontales)	$q' = 0.9915 + 0.1002(P') - 1.0829(P')^2$
85°		$q' = 0.9915 + 0.1120(P') - 1.0942(P')^2$
90°		$q' = 0.9885 + 0.2055(P') - 1.1818(P')^2$

Donde:

$$P' = \frac{P_{wf}}{P_r}$$

$$q' = \frac{q_o}{q_{o\max}}$$

Ejemplo:

De una prueba de producción se obtienen los siguientes datos:

$$P_r = 2,400 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$$

$$q_o = 100 \text{ bpd}$$

$$P_{wf} = 1,800 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$$

Inclinación del pozo $\theta = 60^\circ$

Determinar el gasto de aceite para una P_{wf} de 800 (lb / pg²)

Solución:

1) Primero obtenemos el $q_{o\max}$ para una P_{wf} de 1,800 (lb / pg²) y una P_r de 2,400 (lb / pg²). Utilizaremos la ecuación para una inclinación de 60°.

Capítulo I

$$q_{o\max} = \frac{q_o}{0.9926 + 0.0549 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 1.0395 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} = \frac{100}{0.9926 + 0.0549 \left(\frac{1,800}{2,400} \right) - 1.0395 \left(\frac{1,800}{2,400} \right)^2}$$

$$q_{o\max} = \frac{100}{0.449} = 223 \text{ bpd}$$

2) Obteniendo el gasto de aceite para una P_{wf} de 800 (lb / pg²).

$$q_o = q_{o\max} \left[0.9926 + 0.0549 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 1.0395 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

$$q_o = 223 \left[0.9926 + 0.0549 \left(\frac{800}{2,400} \right) - 1.0395 \left(\frac{800}{2,400} \right)^2 \right] = 200 \text{ bpd}$$

Si hacemos el mismo desarrollo utilizando la ecuación de Vogel obtenemos un valor de $q_o = 211$ bpd. Por lo que estaríamos subestimando la producción por 11 barriles diarios.

I.7 IPR de dos fases para pozos horizontales

Los pozos horizontales de aceite y gas han tenido un gran auge en la industria desde mediados de los años 80. La mayor ventaja de estos pozos es que incrementan el área de contacto con el yacimiento y por lo tanto mejoran la producción o inyectividad de un pozo.

Los pozos horizontales tal vez sean una viable alternativa económica para yacimientos naturalmente fracturados, yacimientos con baja permeabilidad y en yacimientos con problemas de conificación.

Retnanto y Economides investigaron el desarrollo de las curvas de IPR para pozos horizontales produciendo bajo el mecanismo de expansión de gas disuelto, ellos utilizaron un simulador y determinaron la siguiente ecuación:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.25 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.75 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^n \quad \text{-----1.35}$$

Donde n está en función de la presión de burbuja.

$$n = \left(-0.27 + 1.46 \left(\frac{P_r}{P_b} \right) - 0.96 \left(\frac{P_r}{P_b} \right)^2 \right) (4 + 0.00166 P_b) \quad \text{-----1.36}$$

Capítulo I

Wang y Wiggins⁽¹⁴⁾ propusieron 3 ecuaciones empíricas de curvas IPR para pozos horizontales, la primera es una ecuación general para IPR, la segunda es una ecuación de IPR que está en función del grado de depresionamiento o de recuperación N_p y la última es una ecuación que nos permite calcular IPR futuras. La ecuación general de IPR para pozos horizontales que encontraron estos autores fue:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.4533 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.5467 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{-----1.37}$$

La segunda IPR fue desarrollada basada en diferentes etapas de recuperación. La ecuación a la cual los autores llegaron es:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1.0 - d \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - (1-d) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{-----1.38}$$

Donde d está en función del factor de recuperación. La siguiente tabla muestra los valores de d para las diferentes etapas.

Recuperación	Coefficiente d	Promedio de Error Absoluto	Coefficiente de ajuste R^2
0.01	0.675	0.0781	0.985
0.02	0.475	0.0845	0.985
0.04	0.25	0.0959	0.984
0.06	0.125	0.1031	0.981
0.08	0.2	0.1173	0.975
0.1	0.225	0.1577	0.957
0.12	0.25	0.1388	0.952
0.14	0.275	0.1931	0.907

Por ultimo desarrollaron una ecuación que permite el cálculo de IPR futuras:

$$\frac{q_{o\max,F}}{q_{o\max,P}} = 1.0 - 7.36 \left(\frac{P_{r,F}}{P_{r,P}} \right) + 20.32 \left(\frac{P_{r,F}}{P_{r,P}} \right)^2 - 23.92 \left(\frac{P_{r,F}}{P_{r,P}} \right)^3 + 10.96 \left(\frac{P_{r,F}}{P_{r,P}} \right)^4 \quad \text{-----1.39}$$

Para utilizar esta ecuación, primero se debe de encontrar el gasto máximo presente con cualquiera de las dos ecuaciones (1.37 o 1.38) dadas anteriormente y con este dato, obtener el gasto máximo futuro de la ecuación 1.39. Con el gasto máximo futuro regresar a las ecuaciones (1.37 o 1.38) para poder graficar la curva de IPR futura.

Capítulo I

Ejemplo:

De una prueba de producción se obtienen los siguientes datos:

$$P_r = 2,400 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$$

$$q_o = 300 \text{ bpd}$$

$$P_{wf} = 1,800 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$$

a) Determinar el gasto de aceite para una P_{wf} de 800 (lb / pg²)

b) Determinar el gasto de aceite para una P_{wf} de 800 (lb / pg²) y una P_r de 2,000 (lb / pg²)

Solución:

a.1) Determinar el $q_{o \max}$ para una P_{wf} de 1,800 (lb / pg²) y una P_r de 2,400 (lb / pg²)

$$q_{o \max} = \frac{q_o}{1 - 0.4533 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.5467 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} = \frac{300}{1 - 0.4533 \left(\frac{1,800}{2,400} \right) - 0.5467 \left(\frac{1,800}{2,400} \right)^2}$$

$$q_{o \max} = \frac{300}{0.3525} = 851 \text{ bpd}$$

a.2) Obteniendo el q_o para una P_{wf} de 800 (lb / pg²)

$$q_o = q_{o \max} \left[1 - 0.4533 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.5467 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

$$q_o = 851 \left[1 - 0.4533 \left(\frac{800}{2,400} \right) - 0.5467 \left(\frac{800}{2,400} \right)^2 \right] = 671 \text{ bpd}$$

Si hacemos el mismo desarrollo utilizando la ecuación de Vogel obtenemos un valor de $q_o = 633$ bpd. Por lo que estaríamos subestimando la producción por 38 barriles diarios.

b.1) Determinar el gasto máximo de aceite futuro cuando P_r cae hasta 2,000 (lb / pg²)

$$q_{o \max, F} = q_{o \max, P} \left[1.0 - 7.36 \left(\frac{P_{r, F}}{P_{r, P}} \right) + 20.32 \left(\frac{P_{r, F}}{P_{r, P}} \right)^2 - 23.92 \left(\frac{P_{r, F}}{P_{r, P}} \right)^3 + 10.96 \left(\frac{P_{r, F}}{P_{r, P}} \right)^4 \right]$$

Capítulo I

$$q_{o \max, F} = 851 \left[1.0 - 7.36 \left(\frac{2,000}{2,400} \right) + 20.32 \left(\frac{2,000}{2,400} \right)^2 - 23.92 \left(\frac{2,000}{2,400} \right)^3 + 10.96 \left(\frac{2,000}{2,400} \right)^4 \right]$$

$$q_{o \max, F} = 358 \text{ bpd}$$

b.2) Obteniendo el q_o para una P_{wf} de 800 (lb / pg²) cuando la P_r cae hasta 2,000 (lb / pg²)

$$q_o = q_{o \max} \left[1 - 0.4533 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.5467 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

$$q_o = 358 \left[1 - 0.4533 \left(\frac{800}{2,000} \right) - 0.5467 \left(\frac{800}{2,000} \right)^2 \right] = 262 \text{ bpd}$$

I.8 IPR para flujo de tres fases (aceite, gas y agua)

M.L Wiggins⁽¹²⁾, con ayuda de un simulador presentó ecuaciones para calcular curvas IPR de tres fases. Para desarrollar la curva de IPR general para tres fases, realizó un procedimiento parecido al de Vogel y obtuvo las siguientes ecuaciones.

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0.519167 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.481092 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{-----1.40}$$

$$\frac{q_w}{q_{w \max}} = 1 - 0.722235 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.284777 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{-----1.41}$$

El método propuesto asume que podemos tratar cada fase por separado. Como se observa en las ecuaciones anteriores necesitamos una simple prueba de producción para encontrar los gastos máximos de aceite y agua, con lo cual se podrá predecir el comportamiento del gasto (q) con respecto a una presión de fondo fluyendo (P_{wf}). M.L Wiggins también desarrolló una ecuación para predecir el gasto máximo de aceite y agua futuros, obteniendo las siguientes ecuaciones:

$$\frac{q_{o \max F}}{q_{o \max P}} = 0.15376309 \left(\frac{P_{r,F}}{P_{r,P}} \right) + 0.83516299 \left(\frac{P_{r,F}}{P_{r,P}} \right)^2 \quad \text{-----1.42}$$

$$\frac{q_{w \max F}}{q_{w \max P}} = 0.59245433 \left(\frac{P_{r,F}}{P_{r,P}} \right) + 0.36479178 \left(\frac{P_{r,F}}{P_{r,P}} \right)^2 \quad \text{-----1.43}$$

Capítulo I

Para utilizar las ecuaciones anteriores, primero se debe determinar los gastos máximos de aceite y agua a las condiciones presentes (ecuaciones 1.40 y 1.41) y después calcular el gasto máximo futuro de cada fase para la presión del yacimiento futura (ecuaciones 1.42 y 1.43).

Estas ecuaciones arrojan un mayor error cuando el grado de depresionamiento es mayor, Para que estas ecuaciones no tengan un error muy significativo se recomienda que los valores de gastos futuros se realicen cada 6 meses.

Existen otros métodos como el presentado por PETROBRAS, el cual es un procedimiento analítico para las curvas de IPR de tres fases.

Ejemplo:

De una prueba de producción se obtienen los siguientes datos:

$$q_t = 500 \text{ bpd}$$

$$P_r = 2,550 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$$

$$P_{wf} = 2,300 \text{ (lb / pg}^2\text{)}$$

$$F_w = 0.25$$

Determinar:

a) El gasto de aceite y agua para una P_{wf} de 2,000 (lb / pg²)

b) El gasto de aceite y agua para una P_{wf} de 1,500 (lb / pg²) y una P_r de 2,100 (lb / pg²)

Solución:

a.1) Determinar el gasto de aceite y agua de la prueba de producción

$$q_o = 500 \times 0.75 = 375 \text{ bpd}$$

$$q_w = 500 \times 0.25 = 125 \text{ bpd}$$

a.2) Determinar los gastos máximos de aceite y agua

$$q_{o\max} = \frac{q_o}{1 - 0.519167 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.481092 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} = \frac{375}{1 - 0.519167 \left(\frac{2,300}{2,550} \right) - 0.481092 \left(\frac{2,300}{2,550} \right)^2}$$

$$q_{o\max} = \frac{375}{0.14} = 2,672 \text{ bpd}$$

Capítulo I

$$q_{w \max} = \frac{q_w}{1 - 0.722235 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.284777 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} = \frac{125}{1 - 0.722235 \left(\frac{2,300}{2,550} \right) - 0.284777 \left(\frac{2,300}{2,550} \right)^2}$$

$$q_{w \max} = \frac{125}{0.116} = 1,069 \text{ bpd}$$

a.3) Obteniendo el gasto de aceite y agua para una P_{wf} de 2,000 (lb / pg²)

$$q_o = q_{o \max} \left[1 - 0.519167 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.481092 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

$$q_o = 2,672 \left[1 - 0.519167 \left(\frac{2,000}{2,550} \right) - 0.481092 \left(\frac{2,000}{2,550} \right)^2 \right] = 793 \text{ bpd}$$

$$q_w = q_{w \max} \left[1 - 0.722235 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.284777 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

$$q_w = 1,069 \left[1 - 0.722235 \left(\frac{2,000}{2,550} \right) - 0.284777 \left(\frac{2,000}{2,550} \right)^2 \right] = 276 \text{ bpd}$$

b.1) Determinar los gastos máximos de aceite y agua futuros para una P_r de 2,100 (lb / pg²)

$$\frac{q_{o \max F}}{q_{o \max P}} = 0.15376309 \left(\frac{P_{r,F}}{P_{r,P}} \right) + 0.83516299 \left(\frac{P_{r,F}}{P_{r,P}} \right)^2 = 0.15376309 \left(\frac{2,100}{2,550} \right) + 0.83516299 \left(\frac{2,100}{2,550} \right)^2$$

$$\frac{q_{o \max F}}{q_{o \max P}} = 0.693 \quad \therefore \quad q_{o \max F} = 0.693 \times 2,672 = 1,852 \text{ bpd}$$

$$\frac{q_{w \max F}}{q_{w \max P}} = 0.59245433 \left(\frac{P_{r,F}}{P_{r,P}} \right) + 0.36479178 \left(\frac{P_{r,F}}{P_{r,P}} \right)^2 = 0.59245433 \left(\frac{2,100}{2,550} \right) + 0.36479178 \left(\frac{2,100}{2,550} \right)^2$$

Capítulo I

$$\frac{q_{w \max F}}{q_{w \max P}} = 0.735 \quad \therefore \quad q_{w \max F} = 0.735 \times 1,069 = 786 \text{ bpd}$$

b.2) Obteniendo el q_o y q_w para una P_{wf} de 1,500 (lb / pg²) y una P_r de 2,100 (lb / pg²)

$$q_o = q_{o \max} \left[1 - 0.519167 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.481092 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

$$q_o = 1,852 \left[1 - 0.519167 \left(\frac{1,500}{2,100} \right) - 0.481092 \left(\frac{1,500}{2,100} \right)^2 \right] = 711 \text{ bpd}$$

$$q_w = q_{w \max} \left[1 - 0.722235 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.284777 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

$$q_w = 786 \left[1 - 0.722235 \left(\frac{1,500}{2,100} \right) - 0.284777 \left(\frac{1,500}{2,100} \right)^2 \right] = 266 \text{ bpd}$$

I.9 Curvas de IPR futuras

La elaboración de curvas de IPR futuras es muy importante en la determinación de gastos futuros de producción para pozos fluentes o con sistema artificial de producción. Estas curvas también representan una manera de determinar cuando un pozo debe ser equipado con un sistema artificial de producción. La siguiente gráfica (**figura 1.11**) representa un conjunto típico de este tipo de curvas.

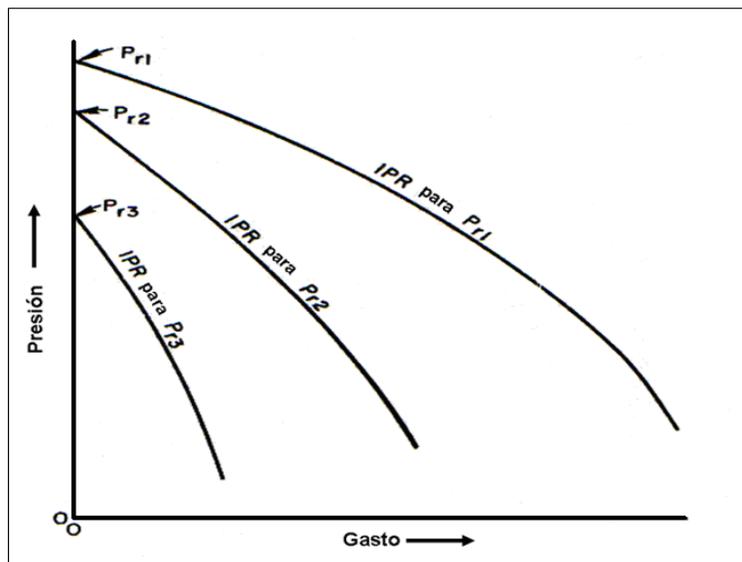


Figura 1.11 Curvas de IPR para presiones de yacimiento presentes y futuras

Capítulo I

I.9.1 Método de Standing

Muskat notó que el índice de productividad de un pozo en el tiempo 1 puede ser relacionado con el índice de productividad del mismo pozo al tiempo 2 mediante la siguiente relación:

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_1}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_2} \text{-----1.44}$$

Donde los subíndices 1 y 2 indican los tiempos respectivamente.

Standing utilizó la ecuación de Vogel en combinación con la relación de Muskat para obtener un método que determine la curva de IPR futura. Él obtuvo la siguiente ecuación para determinar la curva de IPR futura de un pozo:

$$q_o = \frac{J^* P_{r,F}}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{r,F}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{r,F}} \right)^2 \right] \text{-----1.45}$$

En la ecuación J^* es el valor del índice de productividad a la P_r para la cual se quiere conocer la nueva curva de IPR, es decir el valor futuro de la presión media del yacimiento.

Donde:

$$J^* = \frac{1.8 q_{o,max,F}}{P_{r,F}}$$

Si J^*_P es el valor al día presente y J^*_F el valor futuro, la relación de índice de productividad es:

$$J^*_F = J^*_P \frac{\left(\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_F}{\left(\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_P}$$

Procedimiento:

- 1) Calcular el valor del índice de productividad presente J^*_P .
- 2) Calcular el valor del índice de productividad futuro J^*_F de la relación de Muskat.
- 3) Sustituir el valor de J^*_F en la ecuación 1.45 y construir la gráfica de IPR futura para una P_r dada.

Capítulo I

I.9.2 Método de Fetkovich

Fetkovich propuso la siguiente ecuación para el comportamiento de la curva de IPR futura.

$$q_o = J'_{o,P} \left(\frac{P_{r,F}}{P_{r,P}} \right) (P_{r,F}^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{-----1.46}$$

Donde recordemos que el valor de $J'_{o,P}$ y n son los valores de ordenada al origen y el inverso de la pendiente respectivamente para la gráfica Log-Log de producción al tiempo 1, es decir a la P_r (presente). q_o y $P_{r,F}$ son el gasto y la presión media del yacimiento en el tiempo 2 (futuro).

I.9.3 Método de Eckmier

Eckmier notó que si tomamos las ecuaciones de Fetkovich para presión media del yacimiento al tiempo 1 (presente) y para la presión media del yacimiento al tiempo 2 (futuro), llegaremos a una ecuación para determinar el $q_{o,max,F}$, después éste lo podemos usar directamente en la ecuación de Vogel y así preparar la curva de IPR futura.

$$\frac{q_{o,max,P}}{q_{o,max,F}} = \left(\frac{P_{r,P}}{P_{r,F}} \right)^3 \quad \text{-----1.47}$$

I.9.4 Método de Couto

El procedimiento de **Couto** puede ser usado tanto para curvas de IPR presentes como futuras, esto sólo si se conocen los valores de permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}), la viscosidad del aceite (μ_o) y el factor de volumen (B_o) a ciertas condiciones de presión y temperatura para la cual se quiere saber la curva de IPR futura. La ecuación dada por Couto es:

$$q_o = 3.49(A) \frac{kh}{\ln(0.472 r_e / r_w)} P_r \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) (EF)(1-P') [1.8 - 0.8 (EF)(1-P')] \quad \text{-----1.48}$$

Donde:

A =Factor de conversión =0.001127, para (pie, lb / pg², cp, md y bpd)

$$P' = \frac{P_{wf}}{P_r}$$

EF=Eficiencia de flujo

La ecuación que se utilice para determinar las curvas de IPR futuras depende de los datos con los que se cuente, si queremos utilizar el método de Standing o el de Couto necesitamos conocer las propiedades del sistema roca-fluidos a la presión media del yacimiento para la cual se quiere evaluar la curva IPR futura.

Capítulo I

Si tenemos 4 pruebas de producción podemos ocupar el método de Fetkovich. También podemos utilizar el método de Eckmair si sólo contamos con el dato de gasto máximo al tiempo presente. Por lo tanto la ecuación a utilizar para conocer la curva de IPR futura dependerá de la cantidad de información con la que contemos.

I.9.5 IPR futura para pozos de gas

Para predecir el comportamiento de las curvas de IPR para pozos de gas en un tiempo futuro se puede utilizar la siguiente aproximación.

$$q_g = C_F (P_{r,F}^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{-----1.49}$$

Comparando esta ecuación con la ecuación 1.30 puede ser visto que los efectos por turbulencia Dq_g son incluidos en el valor del exponente n , y que el coeficiente C contiene varios parámetros sujetos a cambio, como se muestra a continuación.

$$\text{Debido a que } C = \frac{703 \times 10^{-6} kh}{T \cdot \bar{\mu}_g \cdot \bar{Z} \left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right]}$$

En la ecuación anterior las propiedades que cambian fundamentalmente con el cambio en la presión del yacimiento son la viscosidad y el factor de compresibilidad, por lo que se tiene la siguiente relación:

$$\frac{C_1}{C_2} = \frac{(\bar{\mu}_g \bar{Z})_2}{(\bar{\mu}_g \bar{Z})_1}, \text{ por lo tanto para nuestro caso tenemos que:}$$
$$C_F = C_p \frac{(\bar{\mu}_g \bar{Z})_p}{(\bar{\mu}_g \bar{Z})_F} \quad \text{-----1.50}$$

Donde:

q_g =Gasto futuro de gas

C_p =Coeficiente al tiempo presente consistente con las unidades de gasto y presión

C_F =Coeficiente al tiempo futuro consistente con las unidades de gasto y presión

P_r =Presión media del yacimiento a un tiempo dado (lb / pg²)

P_{wf} =Presión de fondo fluyendo (lb / pg²)

El exponente n se asume como constante y los subíndices P Y F indican presente y futuro respectivamente.

CAPITULO II

FLUJO EN TUBERÍAS

Para poder explotar un campo petrolero se necesita perforar varios pozos, un pozo es un agujero que se hace a través de la roca hasta el yacimiento, en el cual se instalan **tuberías** y otros elementos con el fin de transportar controladamente los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie.

Los fluidos al entrar al pozo son transportados hasta la superficie por la tubería de producción (T.P), de la superficie hasta el separador son transportados por una tubería llamada línea de descarga (L.D). Es por esta razón, que un segundo paso para la optimización de la producción es analizar el comportamiento de flujo en tuberías, este flujo puede ser de líquido, gas o multifásico.

Las principales caídas de presión en el sistema integral de producción se dan en la tubería de producción (T.P), y en la línea de descarga (L.D) cuando esta es demasiado extensa, por lo tanto es de vital importancia para los ingenieros de producción contar con las herramientas adecuadas para predecir las caídas de presión y de esta manera optimizar el diseño de los pozos, con el objetivo de maximizar la vida productiva de cada uno de ellos. Para cumplir con este objetivo muchos investigadores se han dado a la tarea de desarrollar correlaciones de flujo multifásico con base en la experimentación, en este capítulo sólo se verán dos correlaciones para flujo multifásico horizontal y dos para flujo vertical.

Los tres principales componentes que gobiernan las caídas de presión en tuberías para cualquier tipo de fluido y cualquier dirección de flujo son:

- Pérdidas por elevación
- Pérdidas por fricción
- Pérdidas por aceleración

Para flujo vertical o direccional las caídas de presión por elevación son las más significativas y para flujo horizontal las caídas de presión por fricción son las que predominan.

El desarrollo de todas las correlaciones de flujo es a partir de la ecuación general de balance de energía, por lo tanto empezaremos este capítulo explicando brevemente su desarrollo.

II.1 Fundamentos de flujo a través de tuberías

II.1.1 Ecuación de balance de energía

La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se obtiene a partir de un balance microscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido que pasa a través de un elemento aislado de sistema, como se muestra en la **figura 2.1**.

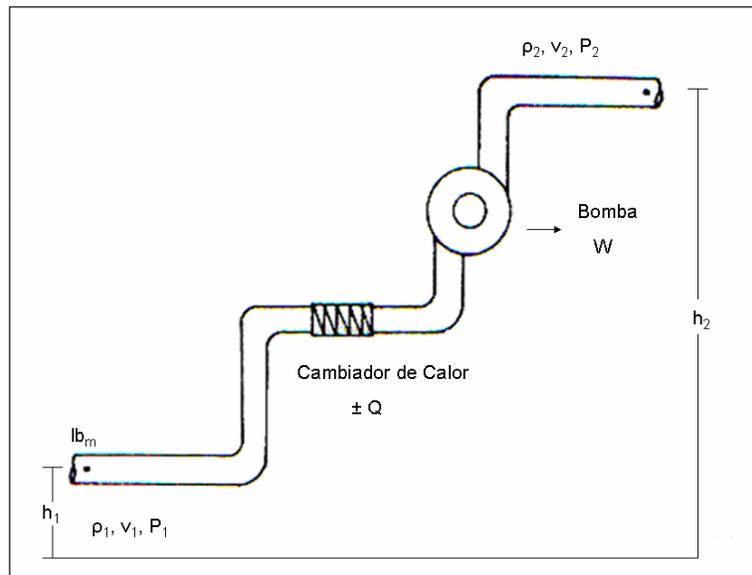


Figura 2.1 Diagrama de flujo para un conducto aislado

De acuerdo con la ley de la conservación de la energía:

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2 \quad \text{-----2.1}$$

ΔW_f = Pérdidas de energía por fricción, estas pérdidas corresponden a la fricción interna del fluido (viscosidad) y a la fricción del fluido con las paredes rugosas de la tubería.

ΔW_s = Pérdidas de energía por trabajo externo.

$$E_1 = \text{Energía por unidad de masa en la posición uno} \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right)$$

$$E_2 = \text{Energía por unidad de masa en la posición dos} \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right)$$

Energía de expansión

La energía de expansión está dada por la siguiente expresión:

Capítulo II

$$E_e \left(\frac{\text{lb}_f - \text{pie}}{\text{lb}_m} \right) = P \left(\frac{\text{lb}_f}{\text{pie}^2} \right) V \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{lb}_m} \right) = PV \quad \text{-----2.2}$$

Donde:

V =Volumen especifico (1 / ρ).

Energía potencial

La energía potencial está dada por la siguiente expresión:

$$E_p \left(\frac{\text{lb}_f - \text{pie}}{\text{lb}_m} \right) = g \left(\frac{\text{pie}}{\text{s}^2} \right) \frac{1}{g_c} \left(\frac{\text{lb}_f - \text{s}^2}{\text{lb}_m - \text{pie}} \right) h(\text{pie}) = \frac{g}{g_c} h \quad \text{-----2.3}$$

Energía cinética

La energía cinética está dada por la siguiente expresión:

$$E_c \left(\frac{\text{lb}_f - \text{pie}}{\text{lb}_m} \right) = \frac{v^2}{2} \left(\frac{\text{pie}^2}{\text{s}^2} \right) \frac{1}{g_c} \left(\frac{\text{lb}_f - \text{s}^2}{\text{lb}_m - \text{pie}} \right) = \frac{v^2}{2g_c} \quad \text{-----2.4}$$

Al sustituir las energías correspondientes a las posiciones 1 y 2 en la ecuación 2.1 se obtiene:

$$P_1 V_1 + \frac{g}{g_c} h_1 + \frac{v_1^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = P_2 V_2 + \frac{g}{g_c} h_2 + \frac{v_2^2}{2g_c} \quad \text{-----2.5}$$

Donde:

V =Volumen especifico (1 / ρ)

Multiplicando la ecuación 2.5 por (ρ / ΔL) y considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo externo se tiene:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L}$$

A esta ecuación se le acostumbra escribir de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{AC} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_F \quad \text{-----2.6}$$

Capítulo II

Donde:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \text{Gradiente de presión total}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_E = \text{Gradiente de presión debido a la elevación}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{AC} = \text{Gradiente de presión debido a la aceleración}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_F = \text{Gradiente de presión debido a la fricción}$$

II.1.2 Pérdidas de presión por fricción

Las pérdidas de presión por fricción en conductos circulares de diámetro constante han sido determinadas experimentalmente por varios investigadores. Los resultados de esta experimentación utilizando tuberías de diversos materiales, constituyen la base de las fórmulas que actualmente se usan.

Ecuación de Darcy

Darcy, Weisbach y otros, dedujeron experimentalmente la siguiente ecuación expresada en unidades consistentes para obtener el gradiente de presión debido a la fricción:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_F = \frac{f \rho v^2}{2g_c d} \quad \text{-----2.7}$$

Factor de fricción

El valor del factor de fricción (f) es función de la rugosidad de la tubería (ϵ) y del número de Reynolds (Nre), por lo tanto:

$$f = F(\epsilon, Nre)$$

El Número de Reynolds (adimensional) se define como:

$$Nre = \frac{d v \rho}{\mu} \quad \text{-----2.8}$$

Donde:

Capítulo II

d =Diámetro de la tubería (pie)

v =Velocidad del líquido (pie / seg)

ρ =Densidad del líquido ($\text{lb}_m / \text{pie}^3$)

μ =Viscosidad del líquido ($\text{lb}_m / \text{pie-seg}$)

La rugosidad (ϵ) de una tubería es una característica de su superficie, la cual está constituida por pliegues o crestas unidas. Los valores más comúnmente empleados en la industria son:

Tipo de Tubería	ϵ (pg)
Tubería estriada	0.00006
Tubería de producción o perforación	0.0006
Tubería de escurrimiento	0.0007
Tubería galvanizada	0.006

Para calcular el valor de f es necesario determinar el régimen de flujo. En conductos, los fluidos se mueven de acuerdo a cualquiera de los siguientes regímenes de flujo: **Laminar, transitorio o turbulento**.

El flujo laminar ocurre cuando las partículas del fluido se mueven en líneas rectas paralelas al eje del conducto. A velocidades mayores las partículas se mueven de una manera caótica, en este caso el flujo es turbulento. Osborne Reynolds estableció experimentalmente un parámetro para determinar el régimen de flujo en tuberías, a este parámetro le llamo **número de Reynolds**. El flujo laminar se presenta cuando $N_{re} < 2300$, y el flujo turbulento cuando $N_{re} > 3100$.

Para flujo laminar de una sola fase ($N_{re} < 2300$), f depende exclusivamente del valor del (N_{re}) y está dado por:

$$f = \frac{64}{N_{re}} \quad \text{-----2.9}$$

Para flujo turbulento ($N_{re} > 3100$), f está dado por la ecuación de Colebrook y White:

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\epsilon}{3.715 d} + \frac{2.514}{\sqrt{f} N_{re}} \right) \right]^{-2} \quad \text{-----2.10}$$

Se observa que para calcular f se requiere un proceso iterativo, debido a que f se encuentra en ambos lados de la igualdad. Basándose en la ecuación 2.10, Moody preparó un diagrama para determinar el factor de fricción en tuberías de rugosidad comercial (**figura 2.2**).

El diagrama de **Moody** es el siguiente:

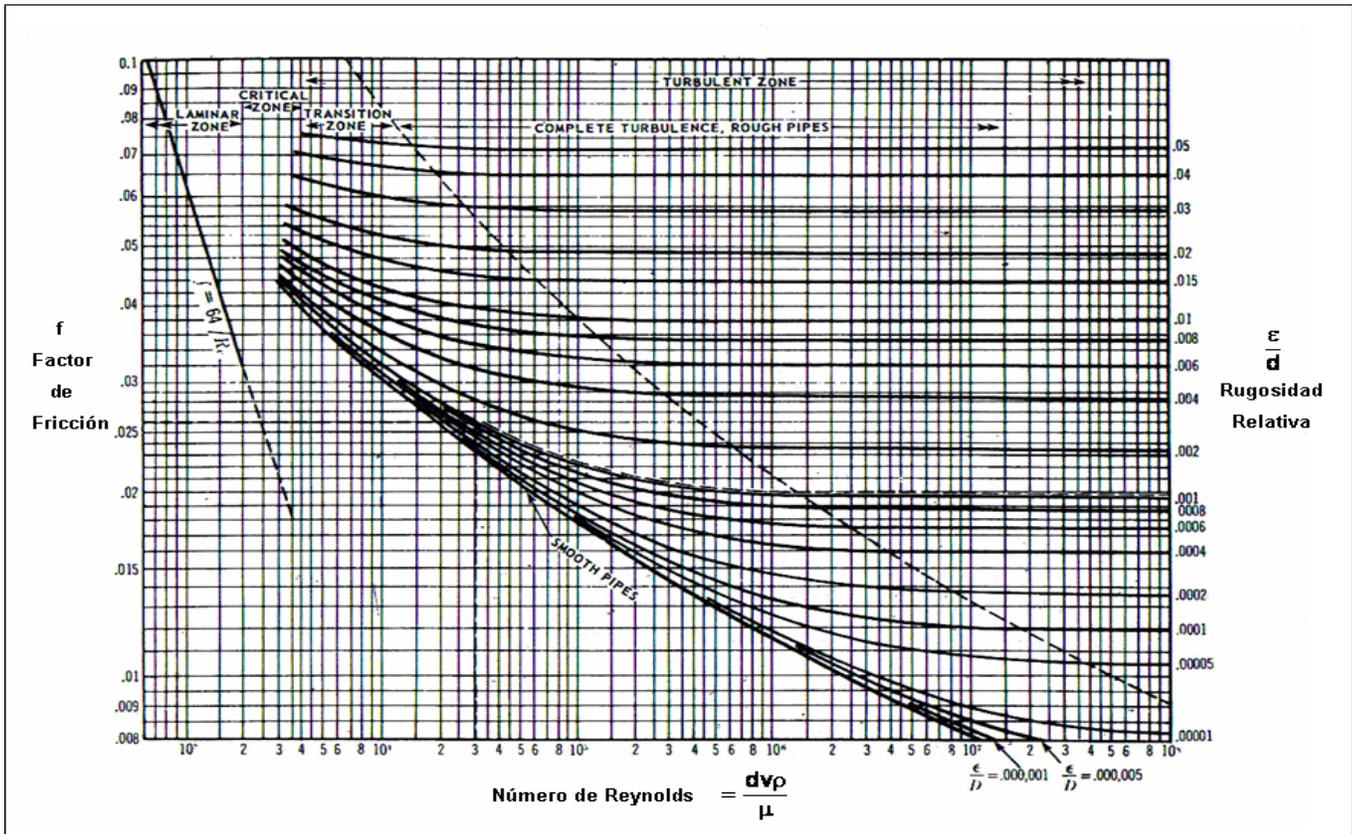


Figura 2.2 Factor de fricción para cualquier tipo de tubería comercial

a) Se observa que para valores de ($N_{re} < 2300$) “flujo laminar”, (f) depende exclusivamente del número de Reynolds.

b) A partir de ($N_{re} > 3100$) se inicia la zona de flujo turbulento. Dentro de esta, (f) depende tanto del (N_{re}) como del valor de rugosidad relativa (ϵ / d), el cual es un valor adimensional.

c) La zona francamente turbulenta se inicia a diferentes valores de (N_{re}), dependiendo del valor de la rugosidad relativa (ϵ / d). En esta zona (f) es independiente del (N_{re}) y varía únicamente con el valor de (ϵ / d), el valor de (f) en esta zona es calculado por la siguiente ecuación:

$$f = (-2 \log(\epsilon / 3.715 d))^{-2} \quad \text{-----2.11}$$

d) Cuando el flujo es crítico ($2300 < N_{re} < 3100$), (f) se puede aproximar con la siguiente expresión:

$$f = \frac{N_{re} - 2300}{2300} \times \left[\frac{1.3521}{\left(2.3026 \log \left(\frac{\epsilon}{3.715 d} + \frac{2.514}{3100 \sqrt{f}} \right) \right)^2} + 0.032 \right] \quad \text{-----2.12}$$

Capítulo II

De esta manera se pueden calcular los valores del factor de fricción (f) dependiendo el tipo de flujo que tengamos. Posteriormente el valor de (f) será utilizado para calcular las caídas de presión por fricción.

II.2 Flujo de una sola fase

II.2.1 Flujo de líquido

De la ecuación 2.6, el gradiente de presión total despreciando el efecto por aceleración se puede escribir de la siguiente manera:

$$\Delta P_T = \Delta P_E + \Delta P_F$$

La caída de presión por elevación se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta P_E = 0.433 \lambda_L \Delta h \quad \text{-----2.13}$$

Donde:

ΔP_E =Caída de presión por elevación (lb / pg²)

λ_L =Densidad relativa del líquido

Δh =Diferencia de alturas (pie)

La pérdida de presión por fricción en unidades prácticas, se obtiene a partir de la ecuación de Darcy, quedando de la siguiente forma:

$$\Delta P_F = 0.06056 \frac{f \cdot \lambda_L \cdot q^2 \cdot L}{d^5} \quad \text{-----2.14}$$

Donde:

q =Gasto de líquido (bpd)

L =Longitud de la tubería (millas)

d =Diámetro de la tubería (pg)

ΔP_F =Caída de presión por fricción (lb / pg²)

Para obtener la caída de presión total a lo largo de una tubería, sumamos las caídas de presión debido a la elevación y a la fricción. La ecuación final queda de la siguiente manera:

Capítulo II

$$\Delta P_T = 0.433 \lambda_L \Delta h + 0.06056 \frac{f \cdot \lambda_L \cdot q^2 \cdot L}{d^5} \text{-----2.15}$$

Como ya vimos, necesitamos obtener el valor del número de Reynolds para encontrar el valor del factor de fricción (f), por lo que también es importante encontrar el factor de conversión que nos permita calcular el (Nre) en unidades prácticas, el cual queda de la siguiente forma:

$$Nre = 92.2 \frac{q \lambda_L}{d \mu} \text{-----2.16}$$

Donde:

q =Gasto de líquido (bpd)

d =Diámetro de la tubería (pg)

μ =Viscosidad del líquido (cp)

λ_L =Densidad relativa del líquido

II.2.2 Flujo de gas

Como ya vimos anteriormente, la caída de presión total es la suma de la caída de presión por elevación y por fricción. Para flujo de gas, la forma de calcular la caída de presión debido a la fricción es partiendo de la ecuación de Darcy, haciendo las sustituciones convenientes la ecuación final queda de la siguiente forma:

$$\Delta P_F = \left(\frac{f}{519.98} \right) \left(\frac{P_0}{T_0 + 460} \right) \frac{q^2 \cdot \lambda_g \cdot \bar{Z} \cdot (\bar{T} + 460) \cdot L}{d^5 \cdot \bar{P}}$$

Observamos en la ecuación anterior que la caída de presión por fricción está en función del valor de la presión media \bar{P} y es definida como $\bar{P} = (P_1 + P_2) / 2$, y además ΔP_F puede ser definida como $\Delta P_F = (P_1 - P_2)$. Por lo tanto, si multiplicamos ambos miembros de la ecuación por \bar{P} y buscamos el factor de conversión para unidades prácticas, obtenemos lo siguiente:

$$P_1^2 - P_2^2 = \left(\frac{f}{461.346^2} \right) \left(\frac{P_0}{T_0 + 460} \right) \frac{q^2 \cdot \lambda_g \cdot \bar{Z} \cdot (\bar{T} + 460) \cdot L}{d^5} \text{-----2.17}$$

Donde:

q =Gasto de gas (pcd)

L =Longitud de la tubería (millas)

d =Diámetro de la tubería (pg)

Capítulo II

f =Factor de Fricción

\bar{P} =Presión media $(P_1 + P_2) / 2$ (lb / pg²)

\bar{T} =Temperatura media $(T_1 + T_2) / 2$ (°F)

λ_g =Densidad relativa del gas

\bar{Z} =Factor de compresibilidad del gas medido a \bar{P} y \bar{T}

P_1 y P_2 =Presiones al inicio y al final $P_1 > P_2$ (lb / pg²)

P_0 y T_0 =Presión y Temperatura @ C.S, normalmente 14.7 (lb / pg²) y 60°F

La caída de presión debido al cambio de elevación se expresa de la siguiente forma:

$$\Delta P_E = \bar{\rho}_g h$$

Por lo que las pérdidas por elevación en unidades prácticas queda de la siguiente forma:

$$\Delta P_E = \left(\frac{2.7044}{144} \right) \frac{\bar{P} \cdot \lambda_g \cdot h}{\bar{Z} \cdot (\bar{T} + 460)}$$

Nuevamente podemos sustituir el valor de ΔP_E por $(P_1 - P_2)$ y multiplicar ambos miembros de la ecuación por $(P_1 + P_2) / 2$, obteniendo lo siguiente:

$$P_1^2 - P_2^2 = 0.03756 \frac{\bar{P}^2 \cdot \lambda_g \cdot h}{\bar{Z} \cdot (\bar{T} + 460)} \quad \text{-----2.18}$$

Donde:

h = Elevación con respecto a un nivel base (pie)

Es importante señalar que el valor de h se toma respecto a un nivel base que normalmente es la superficie, el valor de h será positivo hacia arriba y negativo en caso contrario. Otra forma de ver el signo de h es el siguiente: Si el flujo va en contra de la fuerza de gravedad, el valor de la diferencia de alturas (h) será positivo, por otro lado si el flujo va en el mismo sentido de la fuerza de gravedad, el valor de la diferencia de alturas (h) será negativo.

La ecuación 2.18 es la que nos permite evaluar exclusivamente las pérdidas de presión por elevación. Como se observa, a diferencia de la ecuación de pérdidas por fricción, es necesario suponer un valor de P_2 para obtener una \bar{P} y así calcular las pérdidas de presión por elevación. Por lo tanto se necesita un proceso iterativo hasta alcanzar que la P_2 supuesta sea aproximadamente igual a la P_2 calculada.

Capítulo II

Sumando las ecuaciones 2.17 y 2.18 podemos calcular P_1 o P_2 según sea el caso, tomando en cuenta las siguientes suposiciones:

- Flujo en régimen permanente.
- Flujo de una sola fase (gas).
- Pérdidas por aceleración despreciables.

$$P_1^2 - P_2^2 = \left(\frac{f}{461.346^2} \right) \left(\frac{P_0}{T_0 + 460} \right) \frac{q^2 \cdot \lambda_g \cdot \bar{Z} \cdot (\bar{T} + 460)L}{d^5} + 0.03756 \frac{\bar{P}^2 \cdot \lambda_g \cdot h}{\bar{Z} \cdot (\bar{T} + 460)} \quad \text{-----2.19}$$

Como se puede observar en la ecuación anterior, se debe suponer un valor de P_2 para poder obtener el valor de \bar{P} y con éste calcular el valor de \bar{Z} .

La ecuación 2.19 puede ser despejada para obtener un gasto determinado dadas unas condiciones de presión de entrada y salida, así como el diámetro de la tubería.

$$q_g = \frac{C}{L^{0.5}} \left[P_1^2 - P_2^2 - \left(\frac{0.03756 \bar{P}^2 \cdot \lambda_g \cdot h}{\bar{Z} \cdot (\bar{T} + 460)} \right) \right]^{0.5} d^{2.5} \quad \text{-----2.20}$$

Donde:

$$C = \left[\left(\frac{461.346^2}{f} \right) \left(\frac{T_0 + 460}{P_0} \right) \left(\frac{1}{\lambda_g \cdot \bar{Z} \cdot (\bar{T} + 460)} \right) \right]^{0.5} \quad \text{-----2.21}$$

O bien el diámetro dadas unas condiciones de presión y gasto:

$$d = \left[\left(\frac{L}{C} \right) \left(\frac{1}{P_1^2 - P_2^2 - (0.03756 \bar{P}^2 \cdot \lambda_g \cdot h / \bar{Z} \cdot (\bar{T} + 460))} \right) q_g^2 \right]^{0.2} \quad \text{-----2.22}$$

Al igual que el flujo de líquido por tuberías, es conveniente obtener una ecuación del número de Reynolds para flujo de gas en las que sus factores estén en unidades prácticas. Haciendo las respectivas sustituciones el (Nre) en unidades de campo queda de la siguiente forma:

$$Nre = 0.0201056 \frac{q_g \lambda_g}{d \mu_g} \quad \text{-----2.23}$$

Donde:

q_g =Gasto de gas (pcd)

Capítulo II

λ_g =Densidad relativa del gas

d =Diámetro de la tubería (pg)

μ_g =Viscosidad del gas (cp)

Como la distribución de presiones en un gasoducto no es lineal, se recomienda el uso de la siguiente ecuación para obtener la presión media.

$$\bar{P} = \frac{2}{3} \left[\frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2} \right] \text{-----2.24}$$

Al igual que en el flujo de líquidos por tuberías, la eficiencia es un factor de ajuste para compensar los efectos de corrosión, erosión, rugosidad e incrustaciones que no se consideran en la deducción de las ecuaciones de flujo, de tal forma que los resultados que se obtengan deben ser corregidos para obtener el gasto real. Los valores más comunes de EF (Eficiencia de Flujo) para flujo de gas, según **Ikoku** son:

Linea	Contenido de liquido gal / MMpie3	EF
GAS SECO	0.1	0.92
GAS HUMEDO	7.2	0.77
GAS Y CONDENSADO	800	0.6

II.3 Flujo multifásico en tuberías

El flujo multifásico en tuberías es definido como el movimiento concurrente de gas libre y líquido en las tuberías. El gas y el líquido pueden existir como una mezcla homogénea, o el líquido puede estar en baches con el gas empujando detrás de el, u otras combinaciones de patrones de flujo pueden estar presentes. El gas puede estar fluyendo con dos líquidos (aceite y agua) y existe la posibilidad de que los dos líquidos puedan estar emulsificados. Los problemas de flujo multifásico pueden ser divididos en 4 categorías:

- 1) Flujo multifásico vertical
- 2) Flujo multifásico horizontal
- 3) Flujo multifásico inclinado
- 4) Flujo multifásico direccional.

Los fluidos después de entrar al pozo viajan a través de la tubería de producción o por el espacio anular hacia la superficie, esto implica problemas de flujo multifásico vertical o direccional. Al llegar a superficie los fluidos pueden o no pasar a través de un estrangulador, y de ahí fluir a través de

Capítulo II

tuberías llamadas líneas de descarga, este flujo multifásico a través de las líneas de descarga implica problemas de flujo multifásico horizontal o inclinado.

La aplicación de correlaciones de flujo multifásico para predecir las caídas de presión en tuberías es extremadamente importante para la industria petrolera. Estos son algunos de sus usos:

1) Flujo natural: Cuando los fluidos son producidos desde el yacimiento y a través de todo aparejo de producción la energía es disipada. Para prolongar la vida fluyente de los pozos tanto como sea posible hay una necesidad de minimizar las pérdidas de energía (presión), esto se puede lograr teniendo un óptimo diseño del aparejo de producción.

2) Instalaciones de sistemas artificiales: Las pérdidas de presión en tuberías verticales son necesarias para el propio diseño de muchos sistemas artificiales de producción. Por ejemplo en bombeo neumático, ya que al inyectar gas se tiene flujo multifásico en la tubería de producción.

3) Diseños de tuberías que transportan flujo multifásico: Determinar los diámetros y longitudes óptimas de tuberías que transportan flujo multifásico. Un ejemplo de estos son tuberías de producción, líneas de descarga, líneas de transporte de condensados, gasoductos cuando algún químico está siendo inyectado para prevenir el congelamiento etc.

Como se ha estado mencionando el conocer las caídas de presión para flujo multifásico en tuberías sirve para optimizar las producciones de los pozos petroleros y así obtener una mayor rentabilidad de los proyectos.

II.3.1 Propiedades de los fluidos

Otro aspecto que es importante tratar cuando se habla de flujo multifásico en tuberías es el de las propiedades de los fluidos (aceite, gas y agua), ya que en todo momento del transporte de fluidos, la presión y la temperatura están variando por lo que las propiedades de los fluidos también varían.

Algunas propiedades de los fluidos son las siguientes:

Factores de volumen: B_o , B_g , B_w , B_t .

Relaciones gas-aceite: R , R_s .

Densidades: ρ_o , ρ_g , ρ_w .

Viscosidades: μ_o , μ_g , μ_w .

Compresibilidades: C_o , C_g , C_w .

Algunas definiciones de las propiedades de los fluidos son las siguientes:

Factor de volumen del aceite B_o : Es la relación de volumen de aceite más gas disuelto medido a condiciones de yacimiento, entre el volumen de la misma cantidad de aceite medido a condiciones estándar.

Capítulo II

Factor de volumen del gas B_g : Es la relación del volumen de una masa de gas medido a condiciones de yacimiento o escurrimiento entre el volumen de la misma masa de gas medido a condiciones estándar.

Condiciones estándar: Las condiciones estándar dependen de los reglamentos de los países. Normalmente para los cálculos se consideran $P = 14.7$ (lb / pg²) y $T = 60$ °F.

Fase: Es la parte de un sistema que difiere en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: Gaseosa y líquida.

Gas disuelto: Es el conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas constituyen un gas, pero que forman parte de la fase líquida a condiciones de yacimiento ó de flujo.

Relación gas-aceite R : Son los pies cúbicos de gas producido por cada barril de aceite producido, medidos ambos a condiciones estándar.

Relación de solubilidad R_s : Son los pies cúbicos de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura, por cada barril de aceite en el tanque, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar.

Factor de compresibilidad Z : Se denomina también factor de desviación. Es un factor que se introduce a la ley de los gases ideales para tomar en cuenta la desviación que experimenta un gas real con respecto a un gas ideal.

Encogimiento: Es la disminución de volumen que experimenta una fase líquida por efecto de la liberación del gas disuelto y por su contracción térmica. El factor de encogimiento es el recíproco del factor de volumen ó de formación.

Viscosidad: Es la resistencia que presenta un fluido a fluir; a presión constante si la temperatura aumenta la viscosidad del líquido disminuye, mientras que la viscosidad del gas aumenta.

A continuación se presentan algunas correlaciones que nos permiten calcular las propiedades de los fluidos que más influyen en el cálculo de las caídas de presión para flujo multifásico.

Factor de volumen del aceite y gas (B_o y B_g)

Standing.

$$B_o = 0.972 + 0.000147 (F)^{1.175}$$

Donde:

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right) + 1.25 T$$

Capítulo II

Vazquez.

$$B_o = 1 + C_1 R_s + (T - 60)(API / \gamma_{gs})(C_2 + C_3 R_s)$$

Donde γ_{gs} es el valor de la densidad relativa del gas normalizado a una presión de separación de 100 (lb / pg²) y se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp} \left(1 + 5.912 \times 10^{-5} (API)(T_s) \log(P_s / 114.7) \right)$$

Donde los coeficientes dependen de la densidad API del aceite

Coeficiente	API < 30°	API > 30°
C1	(4.677 x 10 ⁻⁴)	(4.67x 10 ⁻⁴)
C2	(1.751 x 10 ⁻⁵)	(1.1 x 10 ⁻⁵)
C3	(-1.811x 10 ⁻⁸)	(1.337x 10 ⁻⁹)

De la ecuación de los gases reales se obtienen el factor de volumen del gas:

$$B_g = \frac{0.02825 Z \cdot (T + 460)}{P}$$

Para estos casos se tiene la siguiente nomenclatura:

γ_{gd} = Densidad relativa del gas disuelto

γ_o = Densidad relativa del aceite

B_o = Factor de volumen del aceite

B_g = Factor de volumen del gas

R_s = Relación de solubilidad

Z = Factor de compresibilidad del gas

P = Presión

T = Temperatura

API = Densidad del aceite en grados API

Densidad del gas disuelto

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02 API + R_s \times 10^{-6} (0.6874 - 3.5864 API)$$

Capítulo II

Densidad del aceite

Saturado.

$$\rho_o = \frac{62.4 \gamma_o + 0.01362 R_s \cdot \gamma_{gd}}{B_o}$$

Bajo saturado.

$$\rho_o = \rho_{ob} \cdot e^{C_o(P - P_b)}$$

Donde:

C_o =Compresibilidad del aceite

P_b =Presión de burbuja

ρ_o =Densidad del aceite

ρ_{ob} =Densidad del aceite a la presión de burbuja

Densidad del gas

$$\rho_g = \frac{2.7044 P \cdot \gamma_{gf}}{Z \cdot (T + 460)}$$

Donde:

γ_{gf} =Densidad relativa del gas libre

ρ_g =Densidad del gas

Densidad del agua saturada

$$\rho_w = \frac{62.43}{B_w}$$

Donde:

ρ_w =Densidad del agua

B_w =Factor del volumen del agua

Capítulo II

Viscosidad del aceite

Saturado

$$\mu_o = a \mu_{om}^b$$

$$a = 10.715 (R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44 (R_s + 150)^{-0.388}$$

$$\mu_{om} = 10^D - 1$$

$$D = E (T^{-1.163})$$

$$E = 10^F$$

$$F = 3.0324 - 0.02023 \text{ API}$$

Bajo saturado

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m$$

$$m = 2.6 P^{1.187} \cdot e \left[-11.513 + \left(-8.98 \times 10^{-5} P \right) \right]$$

Donde:

μ_o = Viscosidad del aceite

Relación de solubilidad

Standing

$$R_s = \gamma_{gd} \left[\left(\frac{P}{18} \right) 10^{(0.0125 \text{ API} - 0.00091 T)} \right]^{\frac{1}{0.83}}$$

Vazquez

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} \cdot P^{C_2} \cdot \exp [C_3 \text{ API} / (T + 460)]$$

Donde:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} (\text{API}) (T_s) \log (P_s / 114.7) \right]$$

Capítulo II

Los valores de los coeficientes se muestran en la siguiente tabla.

Coeficiente	API < 30°	API > 30°
C1	0.0362	0.0178
C2	1.0937	1.187
C3	25.724	23.931

II.3.2 Patrones de flujo

Al fluir dos fases simultáneamente en una tubería, las dos fases pueden fluir de diferentes formas, cada una de estas formas presenta una distribución relativa de una fase con respecto a la otra, constituyendo un patrón o tipo de flujo. Las siguientes figuras muestran los diferentes patrones de flujo observados en tuberías horizontales y verticales por Beggs y Orkiszewsky **figuras 2.3 y 2.4** respectivamente.

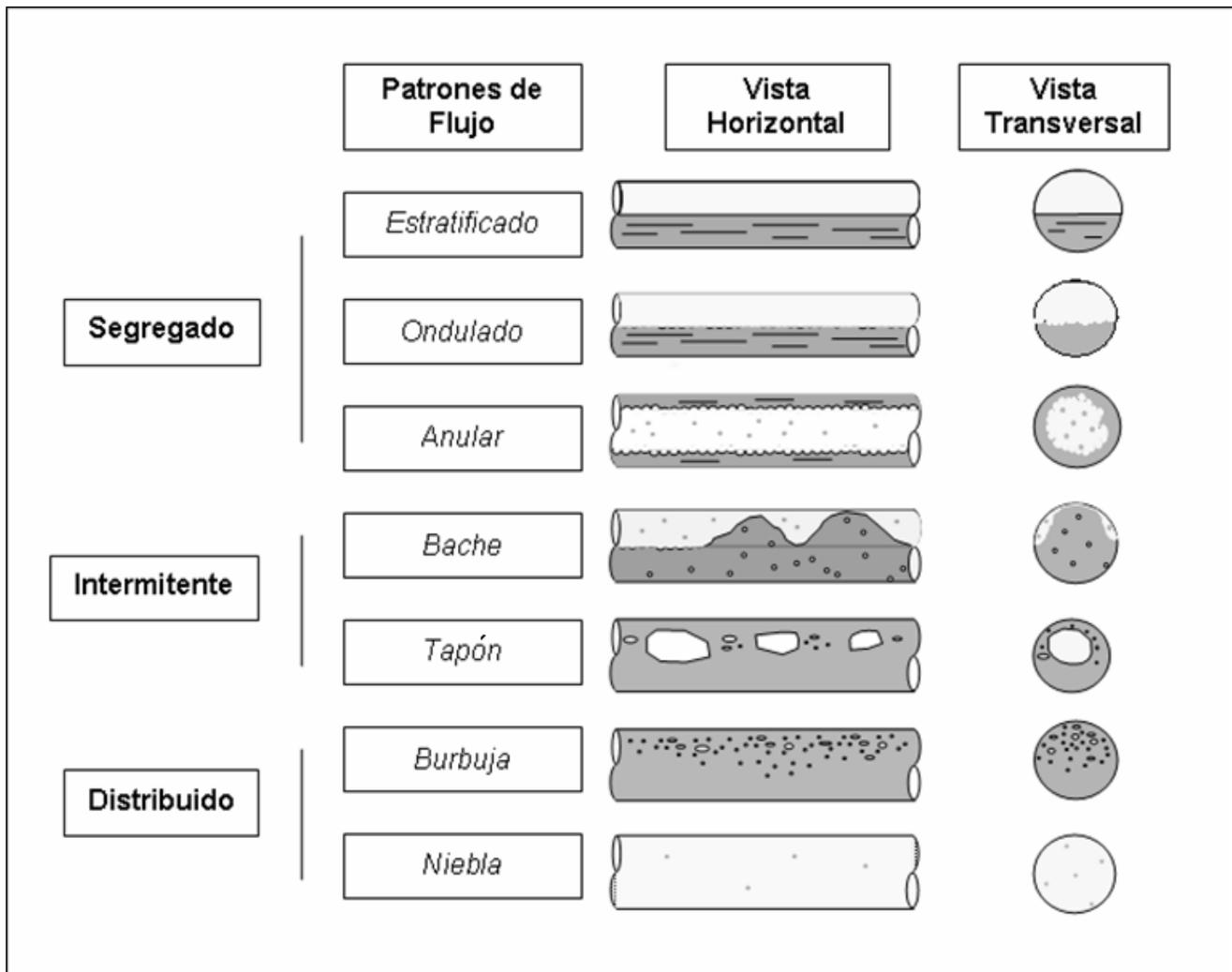


Figura 2.3 Patrones en flujo horizontal, observados por Beggs

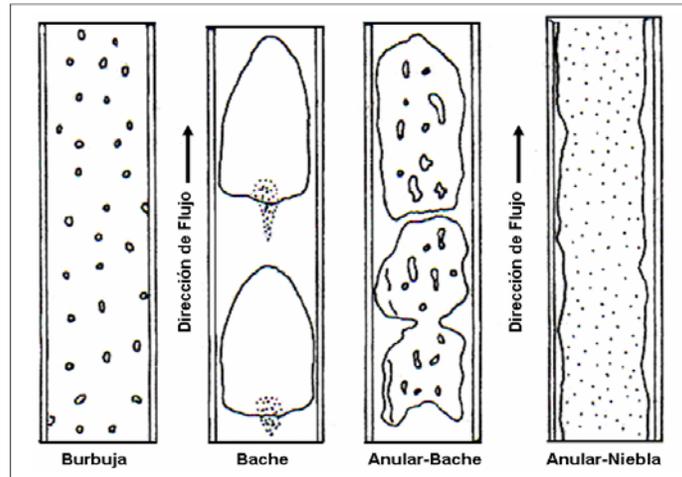


Figura 2.4 Patrones en flujo vertical, observados por Orkiszewsky

II.3.3 Colgamiento

El colgamiento se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de la tubería a las condiciones de flujo y el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluye simultáneamente en la tubería (**figura 2.5**). Generalmente, la velocidad con que fluye el gas es diferente de la velocidad con que fluye el líquido, propiciando un “resbalamiento” entre las fases.

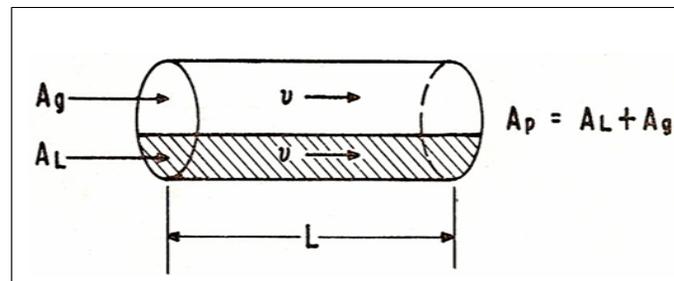


Figura 2.5 Fenómenos del colgamiento y resbalamiento en una tubería

El término “resbalamiento” se usa para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. Las causas de este fenómeno son diversas; La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidad entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido. Cuando el flujo es ascendente o descendente, actúa la segregación gravitacional ocasionando que el líquido viaje a menor velocidad que el gas en el primer caso y a mayor en el segundo.

Para calcular las pérdidas de presión por elevación (carga hidrostática), es necesario predecir con precisión el colgamiento considerando el resbalamiento entre las fases.

Las expresiones establecidas por Mukherjee y Brill son:

Capítulo II

$$Y_L = \exp \left[\left(C_1 + C_2 \sin\theta + C_3 \sin^2\theta + C_4 N_{L\mu}^2 \right) \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}} \right] \quad \text{-----2.25}$$

Donde:

$$N_{L\mu}^2 = 0.15726 \mu_L \left(\frac{1}{\rho_L \sigma^3} \right)^{0.25} \quad \text{-----2.26}$$

$$N_{Lv} = 1.938 v_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25} \quad \text{-----2.27}$$

$$N_{gv} = 1.938 v_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25} \quad \text{-----2.28}$$

σ = Tensión superficial del líquido

En el siguiente cuadro aparecen los coeficientes de la **ecuación 2.25** para los diferentes patrones de flujo.

Dirección del Flujo	Tipo de Flujo	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Horizontal o ascendente	Todos	-0.38011	0.12988	-0.11979	2.34323	0.47569	0.28866
Descendente	Estratificado	-1.33028	4.80814	4.17158	56.26227	0.07995	0.50489
	Otros	-0.51664	0.78981	0.55163	15.51921	0.37177	0.39395

Otro concepto que se usa con frecuencia en los cálculos de gradientes para flujo multifásico, es el colgamiento sin resbalamiento (λ). Se define en la misma forma que (Y_L) pero se calcula a partir de las condiciones de presión y temperatura de flujo existentes, considerando las producciones obtenidas en superficie (q_o y R):

$$\lambda = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{1}{1 + \frac{q_o \cdot (R - R_s) \cdot B_g}{5.615 (q_o B_o + q_w B_w)}} \quad \text{-----2.29}$$

II.3.4 Velocidades superficiales

Es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si se ocupara toda la tubería. Se define por las expresiones siguientes:

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A_p} = \frac{0.01191 (q_o B_o + q_w B_w)}{d^2} \quad \text{-----2.30}$$

Capítulo II

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A_p} = \frac{0.002122 q_o \cdot (R - R_s) \cdot B_g}{d^2} \quad \text{-----2.31}$$

$$v_m = \frac{q_L + q_g}{A_p} = v_{sL} + v_{sg} \quad \text{-----2.32}$$

Donde:

A_p es el área de la sección transversal de la tubería. De estas ecuaciones se observa que:

$$\lambda = \frac{v_{sL}}{v_m} \quad \text{-----2.33}$$

II.3.5 Velocidad real

Aplicando el concepto de colgamiento, se puede obtener la velocidad real correspondiente a cada fase:

$$v_L = \frac{q_L}{A_L} = \frac{q_L}{A_p Y_L} = \frac{v_{sL}}{Y_L} \quad \text{-----2.34}$$

$$v_g = \frac{q_g}{A_g} = \frac{q_g}{A_p (1 - Y_L)} = \frac{v_{sg}}{(1 - Y_L)} \quad \text{-----2.35}$$

Donde:

q_L y q_g =Gastos de líquido y gas

A_L y A_g =Áreas por donde pasa el líquido y el gas respectivamente

A_p =Área total de la sección transversal

III.3.6 Densidad de la mezcla

La densidad real de la mezcla de fluidos se obtiene a partir del colgamiento con:

$$\rho_m = \rho_L Y_L + \rho_g (1 - Y_L) \quad \text{-----2.36}$$

Algunos autores calculan la densidad de la mezcla sin considerar el resbalamiento entre las fases, esto es:

Capítulo II

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g(1-\lambda) \quad \text{-----2.37}$$

También la densidad puede obtenerse a partir de la siguiente expresión:

$$\rho_{ns} = \frac{M}{V_m} \quad \text{-----2.38}$$

Donde:

M =Masa de la mezcla @ c.s por barril de aceite producido @ c.s

V_m =Volumen de la mezcla @ c.s por barril de aceite producido @ c.s

Los valores de M y V_m se obtienen de las ecuaciones siguientes:

$$M = M_o + M_g + M_w \quad \text{-----2.39}$$

$$M_o = 350.5 \lambda_o \left(\frac{lb_o}{bls_o} \right) \quad \text{-----2.40}$$

$$M_g = 0.0764 \lambda_g \cdot R \left(\frac{lb_g}{bls_o} \right) \quad \text{-----2.41}$$

$$M_w = 350.5 \lambda_w \cdot F_w \left(\frac{lb_w}{bls_o} \right) \quad \text{-----2.42}$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.40, 2.41 y 2.42 en la ecuación 2.39 se obtiene:

$$M = 350.5 (\lambda_o + \lambda_w F_w) + 0.0764 R \cdot \lambda_g \left(\frac{lb_m}{bls_o} \right) \quad \text{-----2.43}$$

Cálculo de V_m (pie³_{o+g+w} @ c.s / bls_o @ c.s)

$$V_{mo} = 5.615 B_o \quad \text{-----2.44}$$

$$V_{mg} = (R - R_s) B_g \quad \text{-----2.45}$$

$$V_{mw} = F_w \times 5.615 B_w \quad \text{-----2.46}$$

$$V_m = 5.615 (B_o + B_w F_w) + (R - R_s) B_g \quad \text{-----2.47}$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.43 y 2.47 en la ecuación 2.38 se obtiene:

Capítulo II

$$\rho_{ns} = \frac{350.5(\lambda_o + \lambda_w F_w) + 0.0764 R \cdot \lambda_g}{5.615(B_o + B_w F_w) + (R - R_s)B_g} \left(\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3} \right) \quad \text{-----2.48}$$

III.3.7 Gasto másico

Se define por la siguiente expresión: $w_m = (\text{lb}_m \text{ de líquido} / \text{seg})$. Y puede obtenerse con cualquiera de las siguientes ecuaciones:

$$w_m = \frac{q_o M}{86400} \quad \text{-----2.49}$$

$$w_m = w_o + w_g + w_w \quad \text{-----2.50}$$

Donde:

$$w_o = \rho_o q_o B_o / 15388$$

$$w_w = \rho_w q_w B_w / 15388$$

$$w_g = \rho_g q_o (R - R_s) B_g / 86400$$

III.3.8 Viscosidad de la mezcla

Dependiendo del método que se aplica, se usan las siguientes ecuaciones para obtener la viscosidad de la mezcla de fluidos:

$$\mu_{ns} = \mu_L^\lambda \mu_g^{(1-\lambda)} \quad \text{-----2.51}$$

$$\mu_m = \mu_L^{Y_L} \mu_g^{(1-Y_L)} \quad \text{-----2.52}$$

Donde:

μ_{ns} =Viscosidad de la mezcla sin resbalamiento

μ_m =Viscosidad de la mezcla con resbalamiento

Además:

$$\mu_L = \mu_o F_o + \mu_w F_w \quad \text{-----2.53}$$

$$F_o = \frac{q_o B_o}{q_w B_w + q_o B_o} = \frac{B_o}{B_o + \text{WOR} B_w} \quad \text{-----2.54}$$

$$F_w = 1 - F_o \quad \text{-----2.55}$$

III.4 Flujo multifásico en tuberías verticales

El flujo multifásico vertical es encontrado en prácticamente toda el aparejo de producción de los pozos de aceite, por lo tanto es necesario que el ingeniero de producción sea capaz de predecir las caídas de presión de flujo multifásico vertical para seleccionar correctamente el aparejo de producción por el cual producirá el pozo, predecir el gasto aportado por dicho pozo y optimizar el diseño de sistemas artificiales de producción.

Mucho de los progresos encaminados hacia la solución del problema han sido hechos desde la publicación del artículo de Poettmann y Carpenter en 1952. Muchas de las correlaciones establecidas usan alguna forma de la ecuación general de energía.

El gradiente de presión para flujo vertical es la suma de los tres factores de contribución: Gradiente de presión hidrostática, gradiente de presión por fricción y gradiente de presión por aceleración. Los efectos de las reacciones químicas entre las fases son insignificantes; sin embargo factores como viscosidad, tensión superficial y densidad son incluidos.

Las más importantes correlaciones para flujo multifásico vertical son aquellas propuestas por: Duns y Rose, Orkiszewski, Hagedorn y Brown así como Beggs y Brill. Otras que han contribuido en menor proporción son aquellas propuestas por: Poettmann y Carpenter, Gilbert, Fancher y Brown entre otras.

En esta tesis sólo se verán las correlaciones propuestas por Poettmann y Carpenter, así como la propuesta por Beggs y Brill.

II.4.1 Correlación de Poettmann y Carpenter

Estos investigadores desarrollaron un método casi empírico en el cual relacionaron la ecuación general de energía con datos de 34 pozos fluentes de aceite y 15 pozos con bombeo neumático, con diámetros de tubería de 2, 2½ y 3 pg. El aceite, gas y agua fueron considerados como una sola fase, todas las pérdidas incluyendo el resbalamiento fueron combinadas dentro de un tipo de factor llamado "factor de pérdida de energía", el cual se asumió constante a lo largo de la longitud total de la tubería. El término de pérdida de energía fue correlacionado con el numerador del número de Reynolds.

La ecuación en unidades de campo dada por los autores fue la siguiente:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{1}{144} \left[\rho_{ns} + \frac{f_{tp} (q_o M)^2}{7.413 \times 10^{10} \rho_{ns} \cdot d^5} \right] \text{-----2.56}$$

Donde:

q_o =Gasto de aceite (bpd)

M =Masa de la mezcla por barril de aceite producido ($lb_m @ c.s / bls_o @ c.s$)

Capítulo II

d =Diámetro de la tubería (pg)

ρ_{ns} =Densidad de la mezcla sin resbalamiento (lb_m @ c.s / pie³_m @ c.s)

Los valores de M y ρ_{ns} se obtienen de la siguiente manera:

$$M = 350.5 (\gamma_o + \gamma_w F_w) + 0.0764 R \cdot \gamma_g$$

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda)$$

El factor de fricción (f_{tp}) está en función del numerador del número de Reynolds, el cual se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$dv_{\rho_{ns}} = 1.47 \times 10^{-5} \frac{q_o M}{d} \quad \text{-----2.57}$$

Con este valor se intersecta la curva y se lee el valor de f_{tp} en el eje de las ordenadas. A continuación se muestra la gráfica general para obtener el factor de fricción de las dos fases (**figura 2.6**).

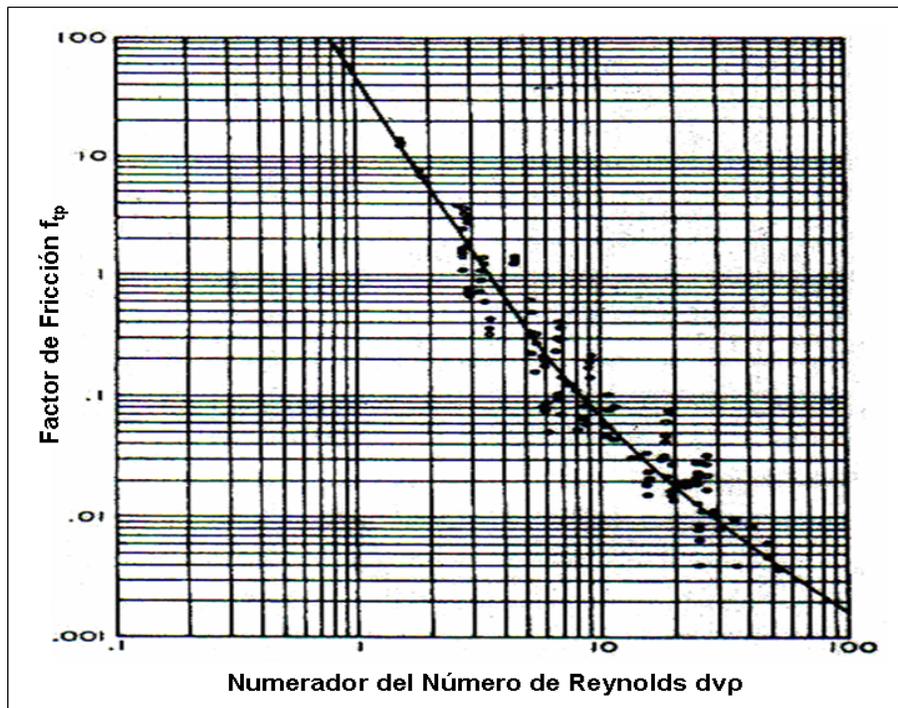


Figura 2.6 Datos de campo del factor de fricción en pozos fluyentes y con BN

Otra forma de obtener el factor de fricción f_{tp} es mediante la siguiente ecuación:

$$f_{tp} = 5.415 \times 10^{-3} - 5.723 \times 10^{-4} a + 1.848 \times 10^{-4} a^2 + 3.5843 \times 10^{-6} a^3 \quad \text{-----2.58}$$

Capítulo II

Donde:

$$a = \frac{d \times 10^6}{q_o M} \text{-----} 2.59$$

Procedimiento de cálculo para obtener el valor de ΔP

- 1) Se conoce la presión a la entrada de la tubería P_1 cuando $L=0$.
- 2) Se supone una caída de presión ΔP y se calcula \bar{P} y P_2 de la siguiente forma:

$$\bar{P} = P_1 - \left(\frac{\Delta P}{2} \right) \quad \text{Y} \quad P_2 = P_1 - \Delta P$$

- 3) Se determinan las propiedades de los fluidos (R_s , B_o , Z , B_g , μ_o , ρ_o y ρ_g etc.) a las condiciones de la presión y temperatura media obtenida \bar{P} y \bar{T} .
- 4) Calcular el colgamiento sin resbalamiento (λ).
- 5) Calcular la masa de la mezcla (M).
- 6) Determinar el valor de $dv\rho_{ns}$
- 7) Obtener el valor de f_{tp} de la gráfica o de la ecuación.
- 8) Obtener el valor del gradiente de presión y determinar el ΔL .

$$\Delta L = \frac{\Delta P_{\text{sup uesta}}}{\frac{\Delta P}{\Delta L_{\text{calculada}}}}$$

- 9) El valor de L ahora será $L = L_{\text{anterior}} + \Delta L$.
- 10) Sustituir el valor de $P_1 = P_2$ y volver a repetir el procedimiento desde el paso 1 hasta completar la profundidad del pozo.

III.4.2 Correlación de Beggs y Brill

Estos autores establecieron una correlación para calcular la distribución de la presión en tuberías con flujo multifásico a partir de pruebas de laboratorio, el método es aplicable a flujos horizontales, direccionales y verticales.

La ecuación general del gradiente de presión es la siguiente:

Capítulo II

$$\frac{dP}{dL} = \frac{1}{144} \left[\frac{g \cdot \text{sen}\theta \cdot \rho_m + \frac{f_{tp} \cdot \rho_{ns} \cdot v_m^2}{5.362 d}}{1 - \frac{v_m \cdot v_{sg} \cdot \bar{\rho}_m}{144 g_c \cdot P}} \right]$$

El término del denominador es el término de caída de presión debido a la aceleración que muchas veces es despreciable por lo que la ecuación más simple es la siguiente:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{1}{144} \left[\frac{g \cdot \text{sen}\theta \cdot \rho_m + \frac{f_{tp} \cdot \rho_{ns} \cdot v_m^2}{5.362 d}}{1} \right] \text{-----2.60}$$

El factor de fricción para las dos fases, se obtiene de la siguiente ecuación:

$$f_{tp} = \left(\frac{f_{tp}}{f_n} \right) f_n \text{-----2.61}$$

Donde:

$$\left(\frac{f_{tp}}{f_n} \right) = e^S \text{-----2.62}$$

$$S = \frac{\ln x}{-0.0523 + 3.182 (\ln x) - 0.8725 (\ln x)^2 + 0.01853 (\ln x)^4} \text{-----2.63}$$

$$x = \frac{\lambda}{Y_L(0)} \text{-----2.64}$$

$$f_n = \left[2 \log \left(\frac{Nre}{4.5223 \log(Nre) - 3.8215} \right) \right]^{-2} \text{-----2.65}$$

Además:

$$Nre = \frac{124 d \cdot v_m \cdot \rho_{ns}}{\mu_{ns}} \text{-----2.66}$$

El valor de S llega a ser indefinido cuando el valor de x se encuentra en el intervalo ($1 \leq x \leq 1.2$); para este intervalo la función S es calculada de la siguiente manera:

$$S = \ln(2.2x - 1.2) \text{-----2.67}$$

Capítulo II

De sus observaciones los autores elaboraron un mapa de patrones de flujo en función de λ (colgamiento sin resbalamiento) y el número de Froude, el cual es definido de la siguiente manera:

$$N_{FR} = 7734.9 \frac{W_m^2}{\rho_{ns}^2 d^5} \quad \text{-----2.68}$$

El mapa de patrones de flujo se muestra a continuación.

Patron de Flujo	Condiciones
Segregado	$\lambda \leq 0.01$ y $NFR < L1$ o $\lambda \geq 0.01$ y $NFR < L2$
Transición	$\lambda \geq 0.01$ y $L2 < NFR \leq L3$
Intermitente	$0.01 \leq \lambda < 0.4$ y $L3 < NFR \leq L1$ o $\lambda > 0.4$ y $L3 < NFR \leq L4$
Distribuido	$\lambda > 0.4$ y $NFR \geq L1$ o $\lambda \geq 0.4$ y $NFR > L4$

En donde los parámetros de correlación L_1 , L_2 , L_3 y L_4 , se obtienen de las siguientes ecuaciones:

$$L_1 = 316 \lambda^{0.302}$$

$$L_2 = 0.0009252 \lambda^{-2.4684}$$

$$L_3 = 0.10 \lambda^{-1.4516}$$

$$L_4 = 0.5 \lambda^{-6.738}$$

Para flujo vertical se determina el colgamiento que existiría si la tubería fuese horizontal y luego se corrige por la inclinación real de la tubería que es de $\pm 90^\circ$ para flujo vertical.

$$Y_L = Y_L(0) \psi \quad \text{-----2.69}$$

$$Y_L(0) = \frac{a \lambda^b}{N_{FR}^c} \quad \text{-----2.70}$$

$$\psi = 1 + C [\sin(1.8 \theta) - 0.333 \sin^3(1.8 \theta)] \quad \text{-----2.71}$$

$$C = (1 - \lambda) \ln(d \lambda^e N_{LV}^f N_{FR}^g) \quad \text{-----2.72}$$

Donde:

$Y_L(0)$ = Colgamiento para flujo horizontal ($\theta=0$)

N_{FR} = Número de Froude

λ = Colgamiento sin resbalamiento

θ = Angulo de inclinación de la tubería con respecto a la horizontal

Capítulo II

Donde los coeficientes están en función del patrón de flujo y se muestran a continuación:

Patron de Flujo	a	b	c	d	e	f	g
Segregado	0.98	0.4846	0.0868	-	-	-	-
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173	-	-	-	-
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609	-	-	-	-
Segregado (Cuesta Arriba)	-	-	-	0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermitente (Cuesta Arriba)	-	-	-	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribuido (Cuesta Arriba)	-	-	-	C = 0 $\psi = 1$			
Todos los Patrones (Cuesta Abajo)	-	-	-	4.7	-0.3692	0.1244	-0.5056

Para flujo transitorio, el colgamiento se obtiene de la siguiente forma:

$$Y_L(0) = A \times Y_L(0) \text{ (Segregado)} + B_1 \times Y_L(0) \text{ (Intermitente)}$$

Donde:

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2}$$

$$B_1 = 1 - A$$

Procedimiento de cálculo para obtener el valor de ΔP

- 1) Se conoce la presión a la entrada de la tubería P_1 cuando $L=0$.
- 2) Se supone una caída de presión ΔP y se calcula \bar{P} y P_2 de la siguiente forma:

$$\bar{P} = P_1 - \left(\frac{\Delta P}{2} \right) \quad \text{Y} \quad P_2 = P_1 - \Delta P$$

- 3) Se determinan las propiedades de los fluidos (R_s , B_o , Z , B_g , μ_o , ρ_o y ρ_g etc.) a las condiciones de la presión y temperatura media obtenidas \bar{P} y \bar{T} .
- 4) Calcular el colgamiento sin resbalamiento (λ), el número de Froude (N_{FR}), los parámetros de correlación L_1 , L_2 , L_3 , L_4 y determinar el patrón de flujo.
- 5) Para las condiciones dadas calcular el valor de la densidad de la mezcla sin resbalamiento (ρ_{ns}).
- 6) Obtener el valor del colgamiento (Y_L) con las ecuaciones dadas anteriormente.

Capítulo II

- 7) Calcular el valor de la densidad real de la mezcla (ρ_m).
- 8) Determinar el valor de la viscosidad de la mezcla sin resbalamiento (μ_{ns}).
- 9) Obtener el valor del Nre usando la correlación propuesta por los autores.
- 10) Calcular el valor de f_n y f_{tp} .
- 11) En dado caso que el término por aceleración no sea despreciable, calcularlo.
- 12) Obtener el valor del gradiente de presión y determinar el ΔL .

$$\Delta L = \frac{\Delta P_{\text{sup uesta}}}{\frac{\Delta P}{\Delta L_{\text{calculada}}}}$$

- 13) El valor de L ahora será $L = L_{\text{anterior}} + \Delta L$.
- 14) Sustituir el valor de $P_1 = P_2$ y volver a repetir el procedimiento desde el paso 1 hasta completar la profundidad del pozo.

III.4.3 Curvas de gradiente de presión

El análisis del comportamiento del flujo vertical se puede hacer con el auxilio de las gráficas de gradiente de presión desarrolladas por Gilbert y Kermit Brown. Gilbert da una solución empírica al problema del flujo bifásico vertical. Efectuó mediciones de la caída de presión en tuberías de producción bajo distintas condiciones y obtuvo una familia de curvas (**figura 2.7**).

Los parámetros que midió en un número grande de pozos fluyentes fueron:

Profundidad de la tubería	(pie)
Diámetro de la tubería	(pg)
Producción de líquidos	(bpd)
Relación gas-líquido	(pie ³ / bl)
Presión en la cabeza del pozo	(lb / pg ²)
Presión de fondo fluyendo	(lb / pg ²)

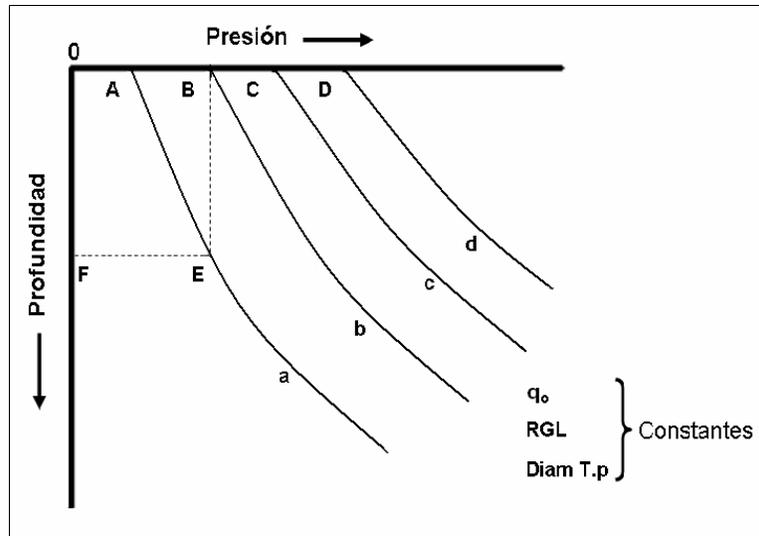


Figura 2.7 Curvas de distribución de presión en una tubería vertical

Se considera que la presión de fondo fluyendo depende únicamente de las otras cinco variables. En la **figura 2.7**, las curvas **a, b, c y d** corresponden a diferentes presiones en la cabeza del pozo (**A, B, C y D**). Cada una de estas curvas representa la distribución de presión a lo largo de la tubería de producción para un pozo con: Gasto, relación gas-líquido y diámetro de tubería determinados.

Del punto **B** de la curva **b**, Gilbert trazó una vertical hasta intersectar la curva **a** y sobreponiendo éstas obtuvo que la curva **b** coincidía con una sección de la curva **a**. Hizo lo mismo con las otras curvas y concluyó que las curvas **a, b, c y d** son realmente parte de una misma curva (**figura 2.8**), con presiones en la cabeza del pozo **A, B, C y D** correspondientes a las marcadas en la **figura. 2.7**. La curva **c** por ejemplo, es la curva de la **figura 2.8** con el punto **x** tomando la profundidad como cero.

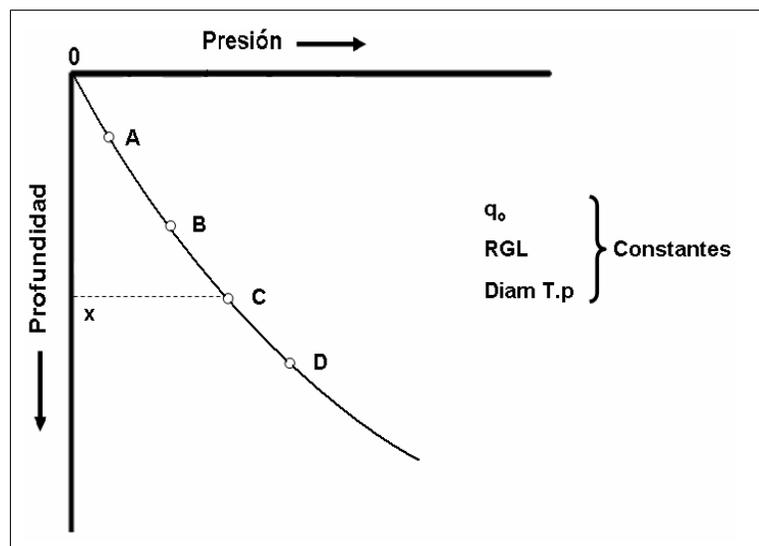


Figura 2.8 Curva de gradiente de presión para flujo multifásico

El procedimiento para utilizar las curvas de gradiente de presión es el siguiente:

- 1) Se escoge la curva de gradiente que corresponda a los valores de q_o , RGL, diámetro de T.P, API, fracción de agua etc.
- 2) Si queremos conocer la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), partimos de que conocemos el valor de la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}), este valor es localizado en el eje de las abscisas (eje de presiones).
- 3) A partir de este valor se traza una línea recta hasta intersectar la curva y se lee el valor de la profundidad en el eje de las ordenadas (eje de profundidades).
- 4) A este valor de profundidad, se le suma la longitud total de la tubería de producción.
- 5) En este valor de profundidad se traza una línea recta hasta intersectar de nuevo la curva y se lee el valor de la presión en el eje de las abscisas.
- 6) Este valor es el valor de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}).
- 7) En el caso de que lo que se quiera conocer sea la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}), el procedimiento será el mismo con la diferencia de que la longitud total de la tubería de producción será restada en lugar de ser sumada.

III.5 Flujo multifásico en tuberías horizontales

Para flujo horizontal, el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero por lo que la ecuación de balance de energía queda de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_F + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{AC}$$

La ecuación anterior se puede escribir como:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = f_{tp} \frac{\rho_m v_m^2}{2g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \Delta v_m^2}{2g_c \cdot \Delta L}$$

En donde f_{tp} , ρ_m y v_m se refieren a la mezcla y son definidos en forma distinta por los autores de las diferentes correlaciones.

III.5.1 Correlación de Bertuzzi, Tek y Poettmann

Despreciando el término de caída de presión debido a la aceleración, la correlación propuesta por Bertuzzi, Tek y Poettmann queda de la siguiente manera:

Capítulo II

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right) = \frac{174.158 f_{tp} \cdot w_m^2}{\rho_{ns} d^5} \text{-----2.73}$$

Para obtener el factor de fricción para las dos fases se utiliza la siguiente correlación:

$$\phi = (Nre_g)^a (Nre_L)^b \text{-----2.74}$$

Donde:

$$a = \psi / (1 + \psi)$$

$$b = 1 / e^{(0.1 \psi)}$$

$$\psi = w_g / w_L$$

Para:

$$0 \leq \phi \leq 500$$

$$\log f_{tp} = 1.225 \psi - 0.06561(\log \phi) - 0.37 \text{-----2.75}$$

$$\phi \geq 10,000$$

$$\log f_{tp} = 0.49 \psi - 0.12616(\log \phi) - 1.702 \text{-----2.76}$$

$$500 \leq \phi \leq 10,000$$

$$\log f_{tp} = F_{500} - 0.6561y + (1.1056 + 1.7723 \Delta F)y^2 - (0.46214 + 0.90817 \Delta F)y^3 \text{-----2.77}$$

Donde:

$$y = \text{Log } \phi - 2.699$$

$$\Delta F = F_{10,000} - F_{500}$$

$$F_{10,000} = \text{Log}(f_{tp}), \text{ cuando } \phi = 10,000$$

$$F_{500} = \text{Log}(f_{tp}), \text{ cuando } \phi = 500$$

Los números de Reynolds para cada una de las fases se obtienen de las siguientes ecuaciones:

$$Nre_L = 22737 \frac{w_L}{d \mu_L} \text{-----2.78}$$

$$Nre_g = 22737 \frac{w_g}{d \mu_g} \text{-----2.79}$$

Capítulo II

El factor de fricción (f_{tp}) también puede ser encontrado a partir de la siguiente gráfica (**figura 2.9**), observándose que la gráfica está en función de la relación de los gastos másicos $\psi = w_g / w_L$.

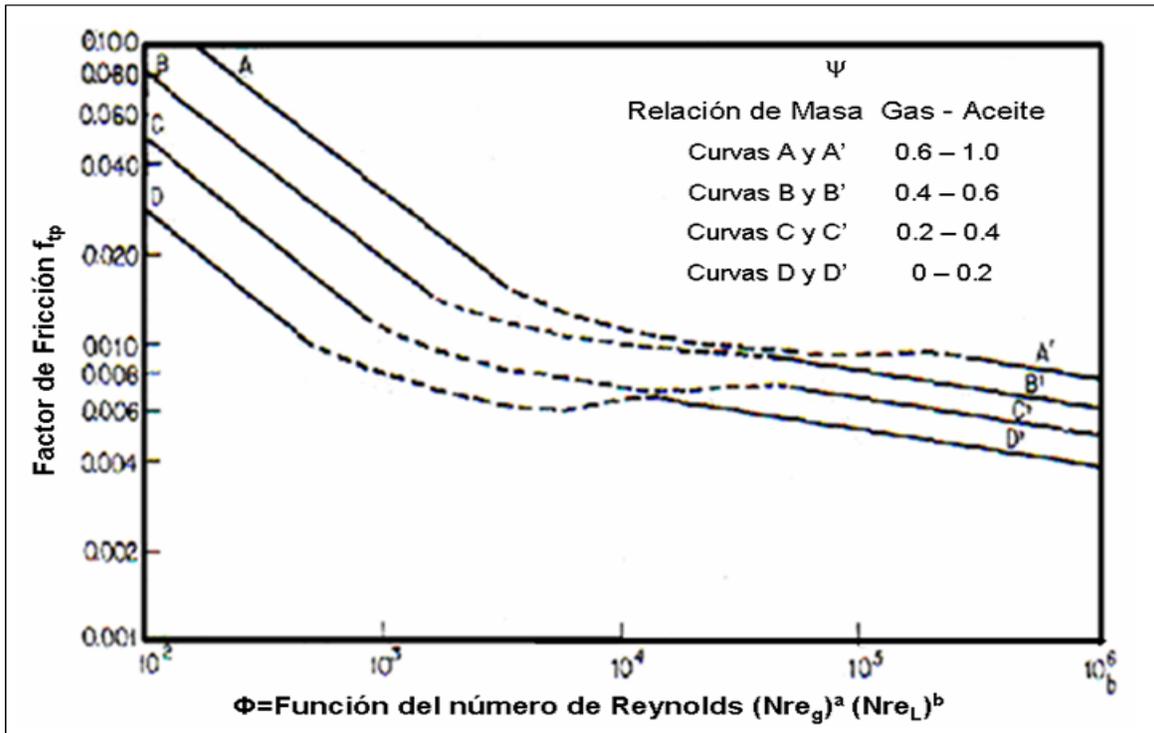


Figura 2.9 Gráfica del factor de fricción (Bertuzzi)

Procedimiento de cálculo para obtener el valor de ΔP

- 1) Se conoce la presión a la entrada de la tubería P_1 cuando $L=0$.
- 2) Se supone una caída de presión ΔP y se calcula \bar{P} de la siguiente forma:

$$\bar{P} = P_1 - \left(\frac{\Delta P}{2} \right) \quad \text{Y} \quad P_2 = P_1 - \Delta P$$

- 3) Se determinan las propiedades de los fluidos (R_s , B_o , Z , B_g , μ_o , ρ_o y ρ_g etc.) a las condiciones de la presión media obtenida \bar{P} y \bar{T} .
- 4) Obtener los valores del gasto másico (w_m) y el colgamiento sin resbalamiento (λ).
- 5) Determinar el factor de fricción para las dos fases (f_{tp}).
- 6) Obtener el valor de la densidad de la mezcla sin resbalamiento (ρ_{ns}).
- 7) Obtener el valor del gradiente de presión y determinar el ΔL .

$$\Delta L = \frac{\Delta P_{\text{supuesta}}}{\Delta P_{\text{calculada}}}$$

Capítulo II

8) El valor de L ahora será $L = L_{\text{anterior}} + \Delta L$.

9) Sustituir el valor de $P_1 = P_2$ y volver a repetir el procedimiento desde el paso 1 hasta completar la longitud total de la tubería obteniéndose la presión final P_2 .

III.5.2 Correlación de Beggs y Brill

Los autores determinaron la siguiente ecuación para calcular el gradiente de presión:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{43.539 f_{tp} \cdot w_m^2}{\rho_{ns} d^5} \text{-----2.80}$$

Esta ecuación se obtiene al despreciar el término de caída de presión por aceleración en la ecuación original propuesta por los autores.

Para esta correlación el factor de fricción se obtiene de de la siguiente ecuación:

$$f_{tp} = \left(\frac{f_{tp}}{f_n} \right) f_n \text{-----2.81}$$

Donde:

$$\left(\frac{f_{tp}}{f_n} \right) = e^S \text{-----2.82}$$

$$S = \frac{\ln x}{-0.0523 + 3.182 (\ln x) - 0.8725 (\ln x)^2 + 0.01853 (\ln x)^4} \text{-----2.83}$$

$$x = \frac{\lambda}{Y_L(0)} \text{-----2.84}$$

$$f_n = \left[2 \log \left(\frac{Nre}{4.5223 \log(Nre) - 3.8215} \right) \right]^{-2} \text{-----2.85}$$

En donde:

$$Nre = \frac{124 d \cdot v_m \cdot \rho_{ns}}{\mu_{ns}} \text{-----2.86}$$

El valor de S llega a ser indefinido cuando el valor de x se encuentra en el intervalo ($1 \leq x \leq 1.2$); para este intervalo la función S es calculada de la siguiente manera:

Capítulo II

$$S = \ln (2.2 x - 1.2) \quad \text{-----}2.87$$

De sus observaciones los autores elaboraron un mapa de patrones de flujo en función del λ y el número de Froude el cual es definido de la siguiente manera:

$$N_{FR} = 7734.9 \frac{W_m^2}{\rho_{ns}^2 d^5} \quad \text{-----}2.88$$

El mapa de patrones de flujo se muestra a continuación.

Patron de Flujo	Condiciones
Segregado	$\lambda \leq 0.01$ y $NFR < L1$ o $\lambda \geq 0.01$ y $NFR < L2$
Transición	$\lambda \geq 0.01$ y $L2 < NFR \leq L3$
Intermitente	$0.01 \leq \lambda < 0.4$ y $L3 < NFR \leq L1$ o $\lambda > 0.4$ y $L3 < NFR \leq L4$
Distribuido	$\lambda > 0.4$ y $NFR \geq L1$ o $\lambda \geq 0.4$ y $NFR > L4$

En donde los parámetros de correlación L_1 , L_2 , L_3 y L_4 se obtienen de las siguientes ecuaciones:

$$L_1 = 316 \lambda^{0.302}$$

$$L_2 = 0.0009252 \lambda^{-2.4684}$$

$$L_3 = 0.10 \lambda^{-1.4516}$$

$$L_4 = 0.5 \lambda^{-6.738}$$

El cálculo del colgamiento real de líquido se obtiene de la siguiente expresión general.

$$Y_L(0) = \frac{a \lambda^b}{N_{FR}^c} \quad \text{-----}2.89$$

Donde:

$Y_L(0)$ =Colgamiento para flujo horizontal

λ =Colgamiento sin resbalamiento

N_{FR} =Número de Froude

Donde los coeficientes están en función del régimen de flujo.

Patrón de Flujo	a	b	c
Segregado	0.98	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

Capítulo II

Para flujo transitorio, el colgamiento se obtiene de la siguiente forma:

$$Y_L(0) = A \times Y_L(0) \text{ (Segregado)} + B \times Y_L(0) \text{ (Intermitente)}$$

En donde:

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2}$$

$$B = 1 - A$$

Procedimiento de cálculo para obtener el valor de ΔP

- 1) Se conoce la presión a la entrada de la tubería P_1 cuando $L=0$.
- 2) Se supone una caída de presión ΔP y se calcula \bar{P} de la siguiente forma:

$$\bar{P} = P_1 - \left(\frac{\Delta P}{2} \right) \quad \text{Y} \quad P_2 = P_1 - \Delta P$$

- 3) Se determinan las propiedades de los fluidos (R_s , B_o , Z , B_g , μ_o , ρ_o y ρ_g etc.) a las condiciones de la presión media obtenida \bar{P} y \bar{T} .
- 4) Calcular el colgamiento sin resbalamiento (λ), el número de froude (N_{FR}) y los parámetros de correlación L_1 , L_2 , L_3 , L_4 y determinar el patrón de flujo.
- 5) Determinar el colgamiento $Y_L(0)$ y la densidad de la mezcla sin resbalamiento (ρ_{ns}).
- 6) Obtener el factor de fricción de las dos fases (f_{tp}).
- 7) Obtener el valor del gradiente de presión y determinar el ΔL .

$$\Delta L = \frac{\Delta P_{\text{sup uesta}}}{\frac{\Delta P}{\Delta L_{\text{calculada}}}}$$

- 8) El valor de L ahora será $L = L_{\text{anterior}} + \Delta L$.
- 9) Sustituir el valor de $P_1 = P_2$ y volver a repetir el procedimiento desde el paso 1 hasta completar la longitud total de la tubería obteniéndose la presión final P_2 .

III.5.3 Curvas de gradiente de presión

Al igual que las curvas de gradiente de presión para flujo multifásico vertical desarrolladas por Gilbert y Kermit Brown, existen curvas de gradiente de presión para flujo multifásico en tuberías horizontales, el procedimiento de uso es el mismo para ambos casos.

Capítulo II

Algunas compañías petroleras tienen un apartado de curvas de gradiente de presión para flujo multifásico tanto vertical como horizontal basándose en simuladores que utilizan muchas de las correlaciones para flujo multifásico existentes en la industria.

II.6 Flujo por espacio anular

Existen muchos pozos en el mundo que producen a gastos muy altos, muchos de los cuales producen a través del espacio anular. Muchas de las correlaciones pueden ser adaptadas para flujo por espacio anular, basta con sustituir el diámetro de la tubería de producción (T.P) por el diámetro hidráulico, recordemos la definición del radio hidráulico.

$$r_h = \frac{\text{área de la sección transversal}}{\text{perímetro mojado}}$$

Para flujo por espacio anular, tenemos lo siguiente:

$$r_h = \frac{\pi (d_{T,R}^2 - d_{T,P}^2) / 4}{\pi (d_{T,R} + d_{T,P})} = \frac{d_{T,R} - d_{T,P}}{4} \quad \text{-----2.90}$$

Donde:

$d_{T,R}$ = Diámetro interior de la tubería de revestimiento (T.R).

$d_{T,P}$ = Diámetro exterior de la tubería de producción (T.P).

Para una circunferencia $r_h = (d / 4)$, esto implica que el diámetro hidráulico sea igual a $4r_h$, por consiguiente obtenemos:

$$d_h = d_{T,R} - d_{T,P} \quad \text{-----2.91}$$

Cuando el diámetro aparece a la 1ª potencia podemos hacer la sustitución directa de $(d_{T,R} - d_{T,P})$ por el diámetro de la tubería, como lo es en el número de Reynolds o en el factor de rugosidad relativa. En muchas correlaciones el diámetro aparece a la 5ª potencia, por lo que debemos hacer la siguiente sustitución.

$$d^5 = (d_{T,R} + d_{T,P})^2 (d_{T,R} - d_{T,P})^3 \quad \text{-----2.92}$$

La mayoría de las correlaciones pueden ser utilizadas para flujo por espacio anular, haciendo la sustitución respectiva para el diámetro de la tubería visto anteriormente. Únicamente unas cuantas correlaciones han sido propuestas solamente para flujo por espacio anular, como la correlación de Baxendell.

III.7 Flujo a través de restricciones

Aunque las principales pérdidas de presión en el sistema integral de producción ocurren en el yacimiento, tubería de producción y línea de descarga. Las pérdidas de presión en restricciones pueden ser muy importantes en algunos pozos. Los principales tipos de restricciones son:

- Válvulas de seguridad sub-superficiales.
- Estranguladores superficiales o de fondo.
- Válvulas y conexiones.

El control desde la cabeza del pozo con un estrangulador, puede ser necesario por alguna de las siguientes razones:

- Mantener un gasto de producción deseado.
- Mantener una contrapresión suficiente para prevenir la entrada de arena y en algunas ocasiones sirve para regular el depósito de parafinas.
- Protección del equipo superficial.
- Prevenir la conificación de agua o gas.

El flujo a través de una restricción puede ser crítico (sónico) o subcrítico (subsónico). Si el flujo es crítico un disturbio en la presión delante de la restricción (presión de descarga P_d) no causara ningún efecto sobre el gasto a través de la restricción o la presión antes de esta (presión de entrega P_e). Como unos de los principales objetivos del estrangulador es controlar el gasto, usualmente este será dimensionado para que el flujo crítico exista.

Una regla general para distinguir entre flujo crítico y subcrítico es que si la relación de presiones (P_d / P_e) es menor o igual a 0.528 entonces el flujo será crítico. Este valor es una aproximación mucho más cercana para una sola fase (gas) que para dos fases (gas y aceite).

“Es de vital importancia saber que en el desarrollo de sus correlaciones, los autores han supuesto diversas relaciones de presión crítica (P_d / P_e), establecer un valor fijo para dicha relación implica una simplificación que indudablemente se reflejará en la exactitud de las predicciones que se obtengan al aplicar las correlaciones. Por lo anterior, es recomendable que al utilizar una correlación se investiguen las fronteras de flujo crítico, esta es una de las razones por las que el flujo a través de estranguladores es un tema que se debe de tratar con mucho cuidado”.

II.7.1 Flujo multifásico a través de estranguladores

La siguiente ecuación puede ser usada para determinar la relación entre P_{wh} , q_L , y RGL cuando el flujo es crítico. Estas es una ecuación empírica, los coeficientes y exponentes pueden variar de campo a campo o de pozo a pozo.

Capítulo II

$$P_{wh} = b \frac{q_L \cdot RGL^c}{d^a}$$

-----2.93

Donde:

P_{wh} = Presión en la cabeza del pozo (lb / pg²)

q_L = Gasto de líquido (bpd)

RGL = Relación gas-líquido (pie³ / bls)

d = Diámetro del estrangulador (pg)

Investigador	a	b	c
Ros	2	4.25 x 10-3	0.5
Gilbert	1.89	3.86 x 10-3	0.546
Baxendell	1.93	3.12 x 10-3	0.546
Achong	1.86	1.54 x 10-3	0.65

CAPITULO III

BASES PARA EL ANÁLISIS NODAL

III.1 ¿Qué es el análisis nodal?

Hasta el momento se han tratado los temas del cálculo de las caídas de presión tanto en el yacimiento como en las tuberías de producción; ¿Pero cómo saber si el yacimiento o las tuberías instaladas están operando bajo las condiciones idóneas u óptimas? Esta es una pregunta fundamental para los ingenieros de producción, pues el objetivo de éstos debe ser obtener la máxima producción de cada uno de los pozos de un campo petrolero, con la menor inversión económica posible. Para conseguir este objetivo, el ingeniero de producción debe de utilizar herramientas técnicas para el análisis del sistema integral de producción (SIP), una de estas herramientas técnicas es el **análisis nodal**.

La razón fundamental de someter un SIP a la técnica de análisis nodal es porque éste involucra en sus cálculos todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación de la capacidad de transporte y tener una imagen en conjunto del comportamiento del pozo. Desde la perspectiva de evaluación esto es posible; sin embargo en condiciones de diseño (sin restricciones económicas) es factible dimensionar el SIP en su conjunto para obtener la capacidad de transporte requerida o bien, la capacidad de transporte idónea, teniendo como límite tan sólo la capacidad de afluencia del yacimiento.

Las principales pérdidas de presión en el sistema integral de producción son las siguientes:

- Pérdidas de presión en el medio poroso. Representan entre el 10 y el 50% de las pérdidas totales.
- Pérdidas de presión en la tubería de producción (T.P). Representan entre el 30 y 80% de las pérdidas totales.
- Pérdidas de presión en la línea de descarga (L.D). Representan entre el 5 y 30% de las pérdidas totales.

El procedimiento para realizar análisis nodal a un sistema integral de producción, requiere primero seleccionar un nodo y después calcular la presión en éste, empezando con las presiones constantes que son usualmente P_r y P_{sep} . El nodo puede ser seleccionado en cualquier punto del sistema.

En la **figura 3.1** se muestra un sistema integral de producción sencillo, en el que se aprecian los nodos y su respectiva posición. En la **figura 3.2** se muestra un sistema integral de producción más complejo, principalmente instalado en pozos costa afuera.

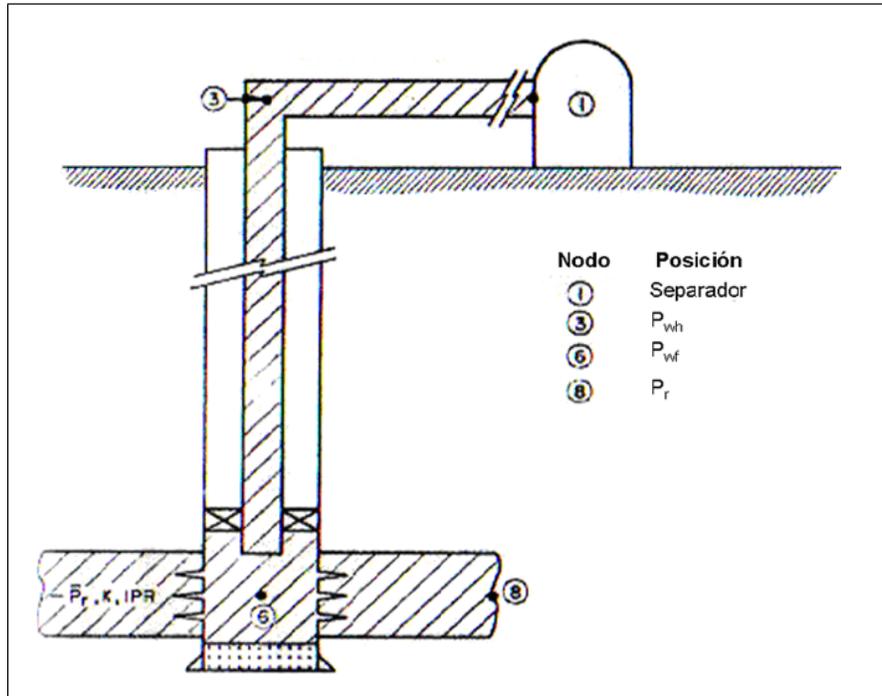


Figura 3.1 Localización de nodos para un sistema de producción simple (pozos terrestres)

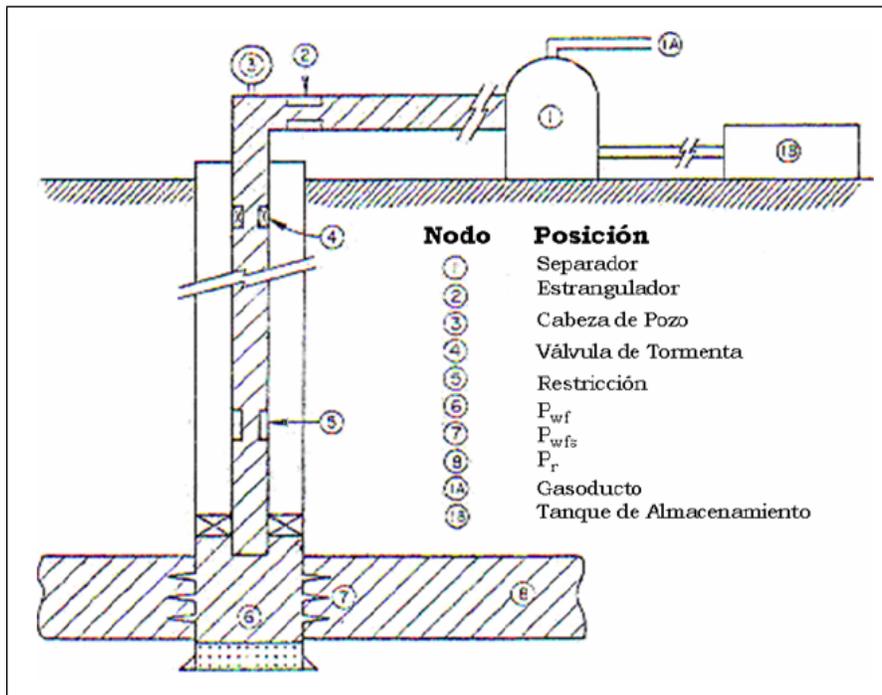


Figura 3.2 Localización de nodos para un sistema de producción complejo (pozos costa afuera)

Las expresiones para el cálculo de presión en el nodo pueden ser expresadas de la siguiente manera:

Capítulo III

Inflow

$$P_r - \Delta P(\text{componentes corriente abajo}) = P_{\text{nodo}}$$

Outflow

$$P_{\text{sep}} + \Delta P(\text{componentes corriente arriba}) = P_{\text{nodo}}$$

Los dos criterios que se deben de satisfacer son los siguientes:

- El gasto de entrada en el nodo debe ser igual al gasto de salida
- Únicamente una presión puede existir en el nodo para un gasto determinado

El gasto y la presión que satisfacen los requerimientos previos pueden ser concluidos de la gráfica de Presión vs. Gasto en el nodo. La intersección de las curvas de inflow y outflow ocurre en el gasto que satisface los criterios anteriores. Este gasto será la capacidad de producción del sistema para un conjunto particular de componentes. Para investigar el efecto en los cambios de cualquier componente sobre la capacidad de producción de todo el sistema, nuevas curvas de inflow u outflow pueden ser generadas para cada cambio.

Si el cambio es hecho en un componente corriente abajo del nodo solución, es decir los cálculos de ΔP están en la ecuación de presión de la curva de inflow, la curva de outflow no sufrirá ningún cambio y por consiguiente no necesita ser recalculada, inversamente si el cambio es hecho en un componente corriente arriba del nodo, la curva de inflow permanecerá sin cambios. Esto nos permite aislar los efectos del cambio de cualquier componente en el SIP. Este método nos permite determinar si el SIP está funcionando correctamente y también para el diseño de nuevos sistemas.

III.2 Elección del nodo solución

La elección del nodo solución para pozos fluyentes o inyectores depende del componente que se desee evaluar; esto es, que su análisis muestre convenientemente la respuesta del sistema a las condiciones dadas y a las que se establezcan como supuestas, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema y planear la solución técnica para su posterior ejecución.

III.2.1 Fondo del pozo como nodo solución

Probablemente la posición más común como nodo solución es el fondo del pozo, el fondo del pozo se toma a la profundidad media del intervalo productor o en su caso a la profundidad media del intervalo disparado.

El sistema entero es dividido en dos componentes, el yacimiento es uno y el otro es el sistema total de tuberías (T.P + L.D). Suponiendo que no existe ninguna restricción en las tuberías, las únicas caídas de presión son dadas a continuación:

Capítulo III

Las expresiones para las curvas de inflow y outflow son las siguientes:

$$P_{\text{nodo}} = P_{\text{wf}}$$

Inflow

$$P_r - \Delta P_{\text{res}} = P_{\text{nodo}}$$

Outflow

$$P_{\text{sep}} + \Delta P_{\text{L.D}} + \Delta P_{\text{T.P}} = P_{\text{nodo}}$$

Procedimiento de cálculo:

1) Partiendo de la presión media del yacimiento (recordando que la P_r es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y calcular la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para dichos gastos de producción y construir la curva de IPR.

2) Partiendo de la presión del separador (recordando que P_{sep} es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y obtener la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) necesaria para mover los fluidos a través de la línea de descarga (L.D) hasta el separador, utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería horizontal o curvas de gradiente de presión.

3) Usando los mismos gastos asumidos en el punto 2 y las correspondientes presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}), determinar la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) necesaria para mover los fluidos a través de la tubería de producción (T.P) hasta la cabeza del pozo, utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería vertical o curvas de gradiente de presión.

4) Graficar la curva de IPR calculada en el paso 1 (curva de inflow). Sobre esa misma gráfica, se grafican los gastos y las presiones de fondo fluyendo ($P_{\text{wf}} = P_{\text{nodo}}$) obtenidas en el paso 3 (curva de outflow). La intersección de las curvas mostrará el gasto posible para este sistema, este gasto no es el gasto máximo u óptimo del sistema, pero es el gasto al cual el pozo produciría para las condiciones actuales del yacimiento y del sistema total de tuberías que está instalado.

¿Por qué escogemos el fondo del pozo como nodo solución? Se puede observar que el componente yacimiento ha sido aislado del sistema total de tuberías. Por consiguiente un cambio en la presión media del yacimiento ocasionará un cambio en el gasto, esto se puede ver en la siguiente gráfica (**figura 3.3**).

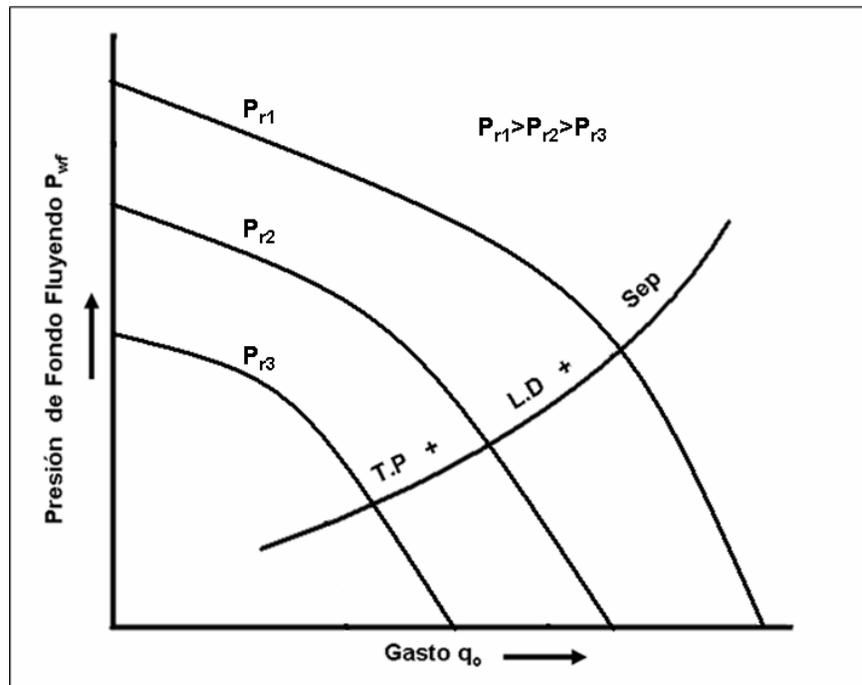


Figura 3.3 Predicción de gastos futuros

Para casos prácticos de campo, es muy común que las condiciones de la curva de outflow (caídas de presión en T.P y L.D) también cambien con el depresionamiento. Los principales parámetros que cambian con el depresionamiento son la relación gas-aceite R y el corte de agua F_w . La relación de producción gas-aceite R incrementara en cualquier yacimiento en el cual la presión decline por debajo de la presión de burbuja P_b y el corte de agua incrementara con el tiempo si existe un acuífero activo o si el agua está siendo inyectada al yacimiento con el objetivo de mantener la presión constante. Por lo tanto una nueva curva de outflow debe ser construida cuando existe una caída en la presión media del yacimiento P_r .

Existen otros casos en donde el fondo del pozo como nodo solución es el mejor para ilustrar el efecto de ciertas variables. El más importante es mostrar el efecto del diámetro de la tubería de producción (T.P), ya que en algunas ocasiones hasta un 80% de las caídas de presión total se dan en transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la cabeza. El procedimiento para aislar el efecto del diámetro de la T.P será el mismo visto anteriormente, con la diferencia que la presión en la cabeza del pozo se mantendrá constante (las caídas de presión en L.D no se toman en cuenta). Otro aspecto puede ser, mostrar el efecto de una buena o mala terminación del pozo, mostrar la diferencia en el gasto esperado debido a la estimulación del pozo o debido a la remoción del daño a la formación como se observa en la **figura 3.4**, la cual muestra un ejemplo de un pozo teniendo una eficiencia de flujo original de 0.4 (con daño), una eficiencia de 1 (todo el daño ha sido removido) y una eficiencia de 1.4 obtenida por un proceso de estimulación.

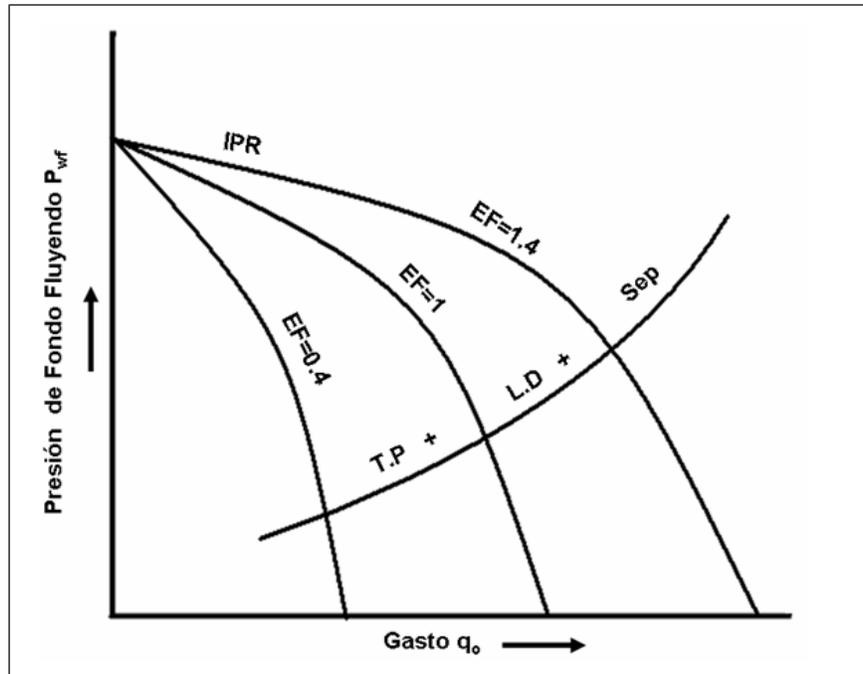


Figura 3.4 Efectos del mejoramiento de la EF sobre los gastos de producción

III.2.2 Cabeza del pozo como nodo solución

El nodo solución más comúnmente usado después del fondo del pozo es la cabeza del pozo. De nuevo el sistema es dividido en dos componentes para obtener las condiciones óptimas de producción. El separador y la línea de descarga (L.D) son considerados como un componente y el yacimiento y la tubería de producción (T.P) son el otro componente.

Las expresiones para las curvas de inflow y outflow son las siguientes:

$$P_{\text{nodo}} = P_{\text{wh}}$$

Inflow

$$P_r - \Delta P_{\text{res}} - \Delta P_{\text{T.P}} = P_{\text{nodo}}$$

Outflow

$$P_{\text{sep}} + \Delta P_{\text{L.D}} = P_{\text{nodo}}$$

Al graficar las presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}) vs. Gastos de aceite (q_o) para los dos componentes, se obtiene una gráfica como la siguiente (**figura 3.5**).

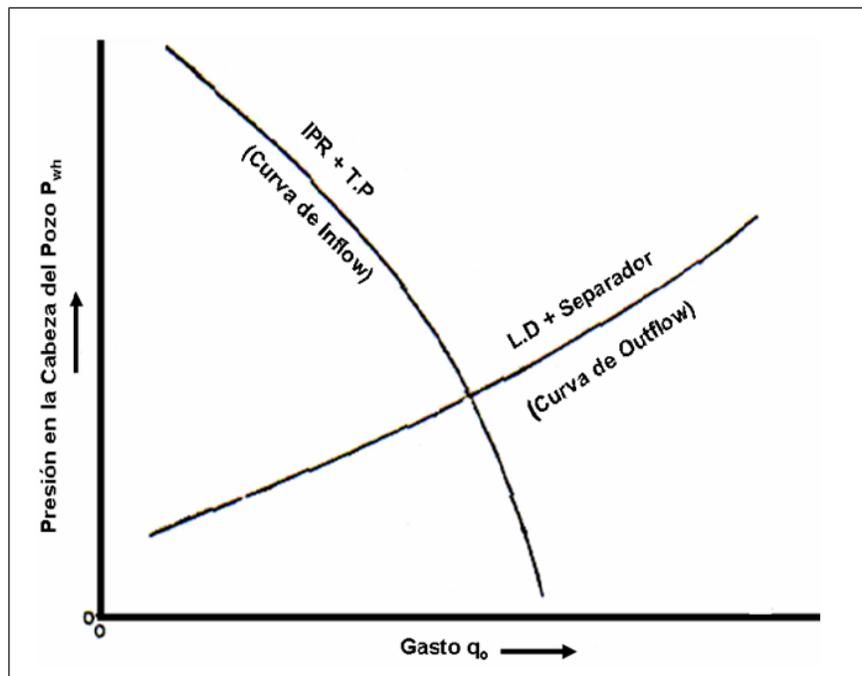


Figura 3.5 Cabeza del pozo como nodo solución.

Procedimiento de cálculo:

- 1) Partiendo de la presión media del yacimiento (recordando que la P_r es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y calcular la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para dichos gastos de producción utilizando la ecuación que mejor describa el comportamiento de flujo en el yacimiento.
- 2) Utilizando los mismos gastos y las presiones de fondo fluyendo (P_{wf}) obtenidas en el paso 1, se determinan las presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}) necesarias para mover los fluidos a través de la tubería de producción (T.P) hasta la cabeza del pozo, utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería vertical o curvas de gradiente de presión.
- 3) Partiendo de la presión del separador (recordando que P_{sep} es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y obtener la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) necesaria para mover los fluidos a través de la línea de descarga (L.D) hasta el separador, utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería horizontal o curvas de gradiente de presión.
- 4) Graficar los gastos y las presiones en la cabeza del pozo ($P_{wh} = P_{nodo}$), obtenidas en el paso 2 (curva de inflow). Sobre esa misma gráfica, graficar los gastos y las presiones en la cabeza del pozo ($P_{wh} = P_{nodo}$), obtenidas en el paso 3 (curva de outflow). La intersección de las curvas mostrará el gasto posible para este sistema, este gasto no es el gasto máximo u óptimo del sistema, pero es el gasto al cual el pozo produciría para las condiciones dadas del yacimiento y del sistema total de tuberías que está instalado.

¿Por qué escogemos la cabeza del pozo como nodo solución? Al tomar este nodo como nodo solución se puede observar que la línea de descarga (L.D) puede ser aislada ya que comúnmente la presión del separador (P_{sep}) es una presión constante, por lo tanto es fácil mostrar el efecto en el cambio de los diámetros de la línea de descarga. A continuación se muestra una gráfica que ejemplifica esto (figura 3.6).

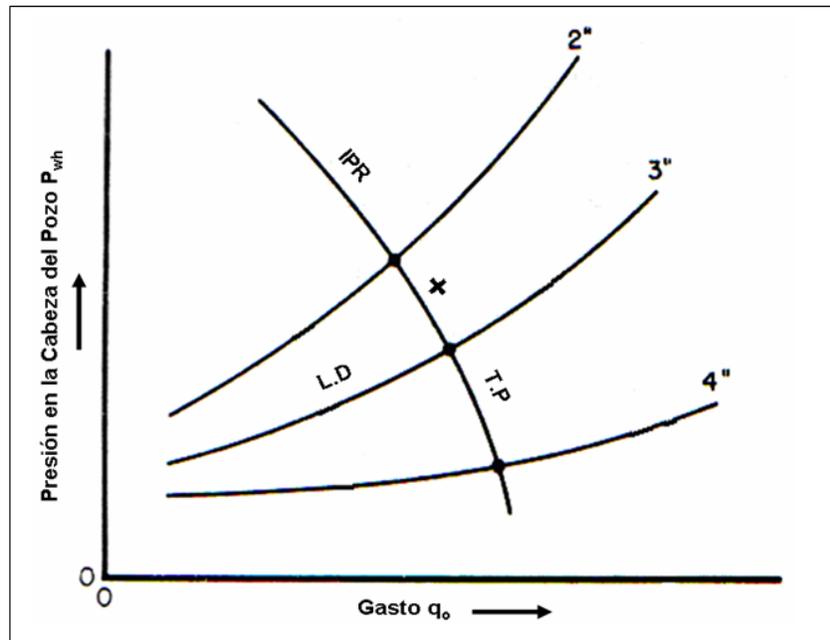


Figura 3.6 Efecto de la variación del diámetro de la L.D sobre los gastos de producción

Para la selección del diámetro óptimo de la línea de descarga (L.D), es necesario tener en mente que el gasto alcanza un valor máximo a partir del cual el empleo de tuberías de descarga de mayor diámetro es innecesario. Esto se debe a que otro elemento del sistema (yacimiento, T.P o estrangulador) limita el ritmo de producción, además de que la elección del diámetro requiere un análisis económico.

III.2.3 Separador como nodo solución

La selección de la presión de separación es crítica cuando diseñamos un sistema de bombeo neumático o cuando la presión del gas que sale del separador debe ser incrementada para que el gas pueda entrar a líneas de alta presión como pueden ser líneas de ventas. La presión de separación controla la presión de succión del compresor y esta presión está directamente relacionada con los requerimientos de potencia del compresor.

Sin embargo la presión de separación (P_{sep}) no debe ser indiscriminadamente disminuida o aumentada sin antes analizar el comportamiento total del sistema, en particular de la línea de descarga (L.D). Un intuitivo pensamiento es que disminuyendo la presión de separación P_{sep} se obtendrá un incremento en la producción y esto no es cierto del todo. Existen numerosos casos en los cuales una disminución en la presión de separación (P_{sep}) no causa efecto en el gasto de producción aún cuando la productividad de los pozos es muy alta. La razón para esto es que la T.P o L.D deben ser las causas de la baja productividad del sistema.

Capítulo III

En pozos de baja productividad, el yacimiento por si mismo puede ser la restricción y un cambio en la presión de separación P_{sep} tendrá un efecto muy pequeño sobre la producción. En el bombeo neumático, una disminución en la presión de separación (P_{sep}) ocasionará una disminución de la presión en la cabeza del pozo, por lo que el mismo gasto puede ser obtenido con menos gas de inyección.

Las expresiones para las curvas de inflow y outflow son las siguientes:

$$P_{nodo} = P_{sep}$$

Inflow

$$P_r - \Delta P_{res} - \Delta P_{T.P} - \Delta P_{L.D} = P_{nodo}$$

Outflow

$$P_{sep} = P_{nodo}$$

Procedimiento de cálculo:

- 1) Partiendo de la presión media del yacimiento (recordando que la P_r es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y calcular la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para dichos gastos de producción, utilizando la ecuación que mejor describa el comportamiento de flujo en el yacimiento.
- 2) Utilizando los mismos gastos y las presiones de fondo fluyendo (P_{wf}) obtenidas en el paso 1, se determinan las presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}) necesarias para mover los fluidos a través de la tubería de producción (T.P) hasta la cabeza del pozo, utilizando correlaciones de flujo multifásico para tuberías verticales o curvas de gradiente de presión.
- 3) Utilizando los mismos gastos y las presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}) obtenidas en el paso 2, se determinan las presiones al final de la línea de descarga (L.D), las cuales serán las presiones a la entrada del separador (P_{sep}), utilizando una correlación de flujo multifásico en tuberías horizontales o curvas de gradiente de presión.
- 4) Graficar los gastos y las presiones a la entrada del separador ($P_{sep} = P_{nodo}$), obtenidas en el paso 3 (curva de inflow). Sobre esa misma gráfica, graficar la presión del separador ($P_{sep} = P_{nodo}$), la cual es independiente del gasto y depende de otros factores (curva de outflow). La intersección de las curvas mostrará el gasto posible para este sistema, este gasto no es el gasto máximo u óptimo del sistema, pero es el gasto al cual el pozo produciría para las condiciones dadas del yacimiento y del sistema total de tuberías que está instalado.

¿Por qué escogemos el separador como nodo solución? Si tomamos al separador como nodo solución es muy fácil visualizar los efectos de la presión de separación (P_{sep}) sobre el gasto de producción. Veamos la **figura 3.7** la cual muestra cuatro diferentes sistemas de pozos.

Capítulo III

Es obvio que el pozo **A** muestra un incremento significativo en la producción cuando la presión del separador es disminuida, pero el pozo **D** no muestra un cambio esencial en la producción con una disminución de la presión de separación P_{sep} .

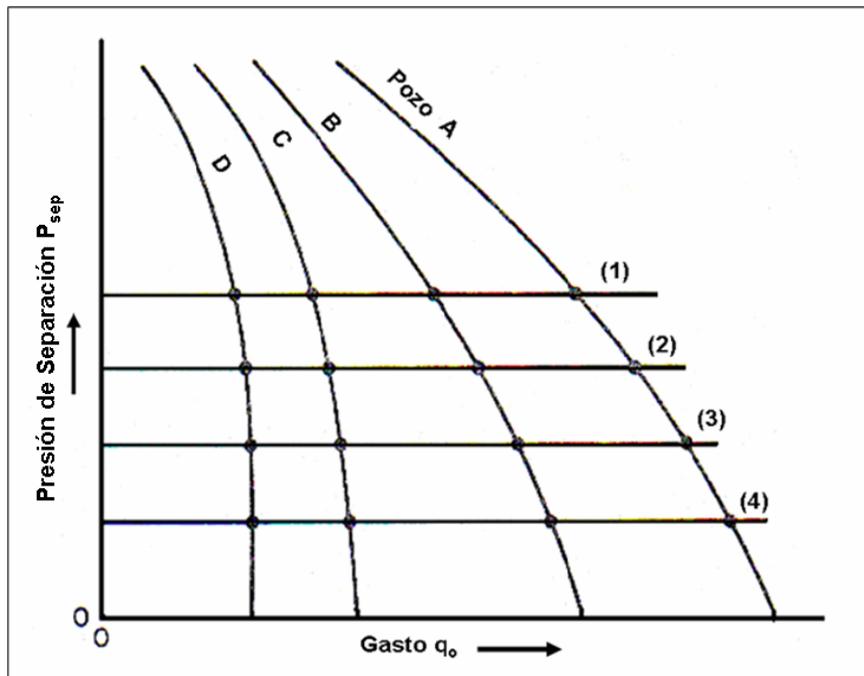


Figura 3.7 Efecto de la presión de separación sobre los gastos de producción

Cada pozo debe ser analizado individualmente para optimizar correctamente la producción. En todos los casos el criterio final para la selección de la presión de separación es el económico. Una precaución que siempre debe tomarse en cuenta es que la línea de descarga (L.D) debe ser siempre analizada previo a la decisión final de la presión de separación. Hay casos de campo en donde un cambio en la línea de descarga (L.D) muestra un incremento mayor en la producción que el cambio en la presión de separación (P_{sep}).

IV.3 Análisis nodal para pozos con restricciones

En los puntos vistos anteriormente en este capítulo se tomaba en cuenta que no existe ninguna restricción en ninguna de las tuberías (T.P y L.D). Muchos pozos son equipados con estranguladores superficiales y muchos pozos costa afuera son equipados con válvulas de tormenta. Un estrangulador usualmente será diseñado de tal forma que el flujo a través del estrangulador sea crítico, mientras que el flujo a través de la válvula de tormenta será subcrítico.

IV.3.1 Estranguladores

Muchos pozos fluentes y algunos con sistemas artificiales de producción son equipados con estranguladores para controlar la producción o la presión después de éste. Estos estranguladores son usualmente colocados en la cabeza del pozo, pero en algunos casos son colocados cerca del

Capítulo III

separador, la localización de los estranguladores puede tener un efecto considerable sobre la capacidad productiva de los pozos, especialmente si los pozos tiene una línea de descarga (L.D) muy extensa.

Las expresiones para las curvas de inflow y outflow son las siguientes:

$$P_{\text{nodo}} = P_{\text{wh}}$$

Inflow

$$P_r - \Delta P_{\text{res}} - \Delta P_{\text{T.P}} = P_{\text{nodo}}$$

Outflow

a) Para un estrangulador localizado en la cabeza del pozo en el cual exista flujo crítico se tienen las siguientes relaciones para encontrar la presión en el nodo.

- 1) Para una relación de presiones $P_d / P_e = 0.5$

$$2(P_{\text{sep}} + \Delta P_{\text{L.D}}) = P_{\text{nodo}}$$

b) Para un estrangulador localizado en el separador, la presión a la entrada del estrangulador, es la presión al final de la línea de descarga L.D por lo tanto se obtienen las siguientes expresiones:

- 1) Para una relación de presiones $P_d / P_e = 0.5$

$$2P_{\text{sep}} + \Delta P_{\text{L.D}} = P_{\text{ndo}}$$

Procedimiento de cálculo:

1) Partiendo de la presión media del yacimiento (recordando que la P_r es una valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y calcular la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para dichos gastos de producción, utilizando la ecuación que mejor describa el comportamiento de flujo en el yacimiento.

2) Utilizando los mismos gastos y las presiones de fondo fluyendo (P_{wf}) obtenidas en el paso 1, se determinan las presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}) necesarias para mover los fluidos a través de la tubería de producción (T.P) hasta la cabeza del pozo, utilizando correlaciones de flujo multifásico para tubería vertical o curvas de gradiente de presión.

3) Partiendo de la presión del separador (recordando que P_{sep} es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y dependiendo de la localización del estrangulador y del tipo de fluido que se transporta (flujo de gas o flujo multifásico) se escoge alguna de las ecuaciones presentadas anteriormente y se obtiene la presión en la cabeza del pozo ($P_{\text{wh}} = P_{\text{nodo}}$) necesaria para mover los fluidos a través del estrangulador y de la línea de descarga (L.D) hasta

Capítulo III

el separador, utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería horizontal o curvas de gradiente de presión.

4) Graficar los gastos y las presiones en la cabeza del pozo ($P_{wh} = P_{nodo}$) obtenidas en el paso 2 (curva de inflow). Sobre esa misma gráfica, graficar los gastos y las presiones en la cabeza del pozo ($P_{wh} = P_{nodo}$) obtenidas en el paso 3 (curva de outflow). La intersección de las curvas mostrará el gasto posible para este sistema, este gasto no es el gasto máximo u óptimo del sistema, pero es el gasto al cual el pozo produciría para las condiciones dadas del yacimiento y del sistema total de tuberías que está instalado.

¿Por qué escogemos el estrangulador como nodo solución? Aunque estrictamente el nodo solución no es el estrangulador si no la cabeza del pozo, este procedimiento nos permite calcular el diámetro óptimo y la mejor localización del estrangulador para obtener la mayor producción, asegurando que a través del estrangulador exista flujo crítico.

Para todos los nodos vistos anteriormente se tiene la siguiente nomenclatura:

P_{nodo} =Presión en el nodo

P_r =Presión media del yacimiento

P_{wf} =Presión de fondo fluyendo

P_{wh} =Presión en la cabeza del pozo

P_{sep} =Presión del separador

ΔP_{res} =Caída de presión en el yacimiento

$\Delta P_{L,D}$ =Caída de presión en la línea de descarga

$\Delta P_{T,P}$ =Caída de presión en la tubería de producción

IV.3.2 Válvulas de tormenta

El análisis del efecto de las válvulas de tormenta en la tubería de producción (T.P) puede ser el mismo que para los estranguladores, sin embargo las válvulas de tormenta operan en flujo subcrítico y por consiguiente las caídas de presión a través de las válvulas deben ser calculadas. Si el nodo 4 (**ver figura 3.2**) es escogido, la curva de outflow incluye la sección de la tubería de producción por arriba de la válvula de tormenta. Es conveniente escoger la presión en el nodo como la presión inmediatamente arriba de la válvula de tormenta, debido a que las ecuaciones para calcular la caída de presión a través de la válvula de tormenta dependen sobre las condiciones de presión y temperatura a la entra de la válvula.

Las expresiones para las curvas de inflow y outflow son las siguientes:

$$P_{nodo} = P_{V.T \text{ arriba}}$$

Capítulo III

Inflow.

$$P_r - \Delta P_{res} - \Delta P_{T.P \text{ debajo}} - \Delta P_{V.T} = P_{nodo}$$

Outflow

$$P_{sep} + \Delta P_{L.D} + \Delta P_{T.P \text{ arriba}} = P_{nodo}$$

Donde:

$\Delta P_{V.T}$ =Caída de presión a través de la válvula de tormenta

$P_{V.T \text{ arriba}}$ =Presión corriente arriba de la válvula de tormenta

$\Delta P_{T.P \text{ debajo}}$ =Caída de presión en la tubería de producción desde el fondo del pozo hasta la válvula de tormenta

$\Delta P_{T.P \text{ arriba}}$ =Caída de presión en la tubería de producción de la válvula de tormenta hasta la cabeza del pozo

Procedimiento de cálculo:

1) Partiendo de la presión media del yacimiento (recordando que la P_r es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y calcular la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para dichos gastos de producción, utilizando la ecuación que mejor describa el comportamiento de flujo en el yacimiento.

2) Utilizando los mismos gastos y las presiones de fondo fluyendo (P_{wf}) obtenidas en el paso 1, se determinan las caídas de presión en la tubería de producción (T.P) hasta la profundidad donde se encuentra localizada la válvula de tormenta ($P_{T.P \text{ debajo}}$), utilizando una apropiada correlación de flujo multifásico en tubería vertical o curvas de gradiente de presión.

3) Utilizando los mismos gastos y las presiones a la entrada de la válvula de tormenta ($P_{T.P \text{ debajo}}$) obtenidas en el paso 2, se calculan las caídas de presión a través de ésta ($\Delta P_{V.T}$), obteniendo la presión en el nodo ($P_{V.T \text{ arriba}}$).

4) Partiendo de la presión del separador (recordando que P_{sep} es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y calcular la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) necesaria para mover los fluidos a través de la línea de descarga (L.D) hasta el separador, utilizando una apropiada correlación de flujo multifásico en tubería horizontal o curvas de gradiente de presión.

5) Utilizando los mismos gastos y las presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}) obtenidas en el paso 4, se determinan las presiones a la profundidad donde se encuentra localizada la válvula de tormenta ($P_{V.T \text{ arriba}}$) necesarias para transportar los fluidos desde este punto hasta la cabeza del

Capítulo III

pozo, utilizando una apropiada correlación de flujo multifásico en tubería vertical o curvas de gradiente de presión.

6) Graficar los gastos y las presiones en el nodo ($P_{V.T}$ arriba) obtenidas en el paso 3 (curva de inflow). Sobre esa misma gráfica, graficar los gastos y las presiones en el nodo ($P_{V.T}$ arriba) obtenidas en el paso 5 (curva de outflow). La intersección de las curvas mostrará el gasto posible para este sistema, este gasto no es el gasto máximo u óptimo del sistema, pero es el gasto al cual el pozo produciría para las condiciones dadas del yacimiento, del sistema total de tuberías que está instalado y del diámetro de la válvula de tormenta utilizada.

¿Por qué escogemos la válvula de tormenta como nodo solución? Usando este análisis, la curva de outflow no cambiara para diferentes diámetros de la válvula de tormenta y únicamente la caída de presión a través de la válvula de tormenta cambiara en el cálculo de la curva de inflow. Un análisis para este sistema es mostrado en la **figura 3.8** el cual resultaría para diferentes tamaños de diámetro de la válvula de tormenta, la figura también muestra el caso cuando no se tiene válvula de tormenta.

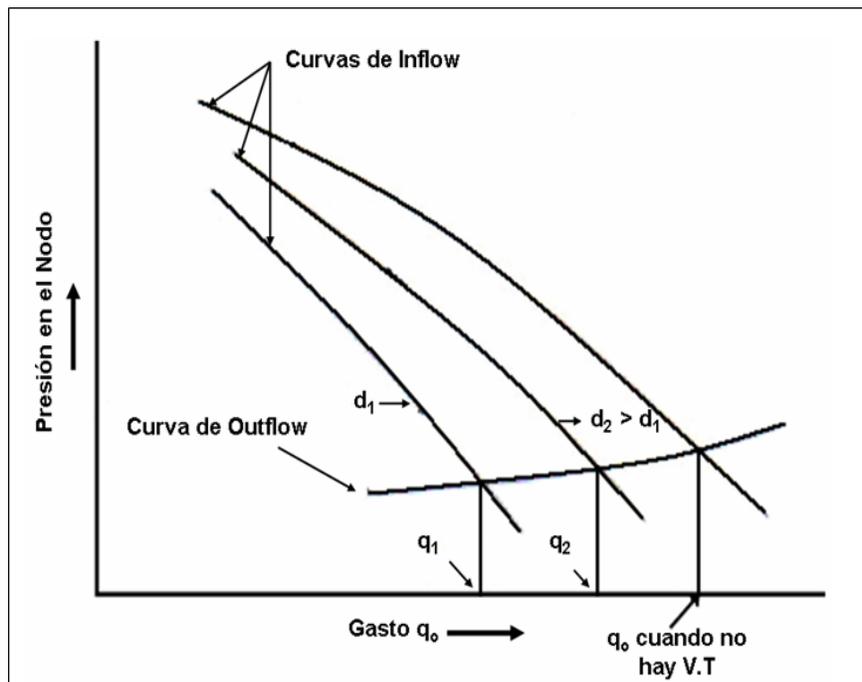


Figura 3.8 Efecto de la válvula de tormenta sobre los gastos de producción

IV.4 Análisis nodal para tuberías telescopiadas

Existen numerosas razones por las cuales las tuberías telescopiadas de producción son instaladas en un pozo, pero la principal involucra el uso de liners (tuberías de revestimiento cortas) en la terminación de los pozos. Numerosas terminaciones, especialmente en aguas profundas, utilizan liners en la sección más baja del pozo.

Capítulo III

El liner restringe el diámetro de la tubería de producción que puede ser colocada, pero la tubería de revestimiento larga (T.R) permite que una tubería de producción de mayor diámetro pueda ser colocada desde la parte superior de liner hasta la superficie, ver **figura 3.9**. El análisis nodal a este tipo de sistemas de producción, permite una fácil solución para determinar el efecto de los diferentes diámetros de la tubería de producción por arriba del liner.

Las expresiones para las curvas de inflow y outflow son las siguientes:

$$P_{\text{nodo}} = P_{\text{top liner}}$$

Inflow.

$$P_r - \Delta P_{\text{res}} - \Delta P_{\text{T,P1}} = P_{\text{nodo}}$$

Outflow

$$P_{\text{sep}} + \Delta P_{\text{L,D}} + \Delta P_{\text{T,P2}} = P_{\text{nodo}}$$

Donde:

$P_{\text{top liner}}$ = Presión en la parte alta del liner (donde se juntan las dos tuberías de producción)

$\Delta P_{\text{T,P1}}$ = Caída de presión en la T.P que corre del fondo del pozo hasta la parte alta del liner

$\Delta P_{\text{T,P2}}$ = Caída de presión en la T.P que corre de la parte alta del liner hasta la cabeza del pozo

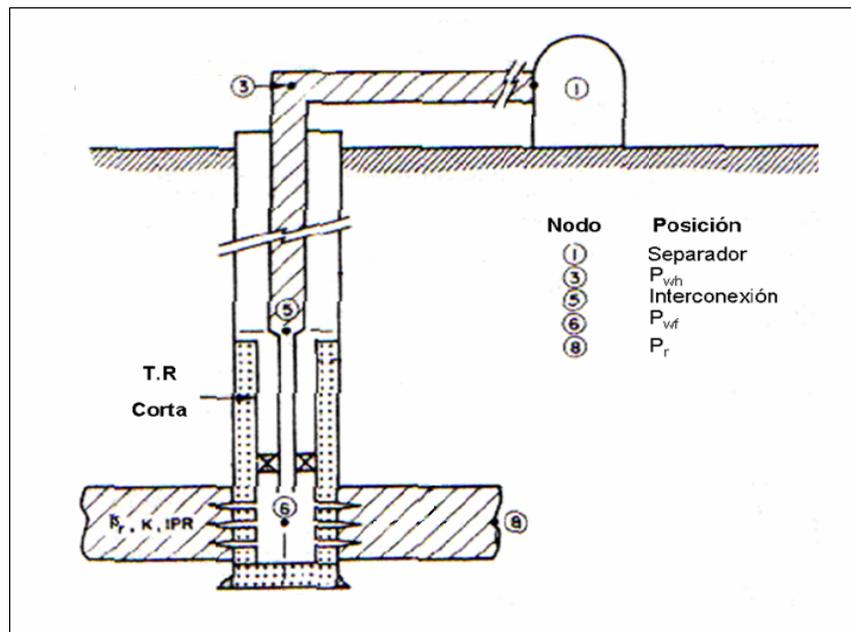


Figura 3.9 Esquema de un SIP para un pozo con tuberías telescópicas

Procedimiento de cálculo:

- 1) Partiendo de la presión media del yacimiento (recordando que la P_r es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y calcular la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para dichos gastos de producción, utilizando la ecuación que mejor describa el comportamiento de flujo en el yacimiento.
- 2) Utilizando los mismos gastos y las presiones de fondo fluyendo (P_{wf}) obtenidas en el paso 1, se determinan las presiones en la parte alta del liner (donde se juntan las dos tuberías de producción de diferente diámetro), utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería vertical o curvas de gradiente de presión.
- 3) Partiendo de la presión del separador (recordando que P_{sep} es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y obtener la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) necesaria para mover los fluidos a través de la línea de descarga (L.D) hasta el separador, utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería horizontal o curvas de gradiente de presión.
- 4) Utilizando los mismos gastos y las presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}) obtenidas en el paso 3, se determinan las presiones en la parte alta del liner (donde se juntan las dos tuberías de producción de diferente diámetro), utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería vertical o curvas de gradiente de presión.
- 5) Graficar los gastos y las presiones en la parte alta de liner ($P_{top\ liner} = P_{nodo}$) obtenidas en el paso 2 (curva de inflow). Sobre esa misma gráfica, graficar los gastos y las presiones en la parte alta de liner ($P_{top\ liner} = P_{nodo}$) obtenidas en el paso 4 (curva de outflow). La intersección de las curvas mostrará el gasto posible para este sistema, este gasto no es el gasto máximo u óptimo del sistema, pero es el gasto al cual el pozo produciría para las condiciones dadas del yacimiento y del sistema total de tuberías que está instalado.

IV.5 Análisis nodal para sistemas multipozos

Hasta este momento sólo hemos visto como utilizar el análisis nodal para un pozo, pero el mismo procedimiento también puede ser aplicado para el análisis de sistemas con múltiples pozos o campos enteros. El procedimiento será ilustrado cualitativamente y nos enfocaremos en el sistema mostrado en la **figura 3.10**. En este caso un cambio hecho en cualquier componente, afectara la capacidad total de producción del sistema. Algunos de los cambios que pueden ser considerados son:

- Colocar algún sistema artificial de producción en algunos pozos.
- Adicionar nuevos pozos al sistema.
- Cerrar algunos pozos existentes.
- Cambios en las características de producción con el tiempo.

Capítulo III

- Modificaciones en las líneas de descarga (L.D)
- Instalación de bombas o compresoras.
- Cambio en la presión de salida del sistema (P_D).

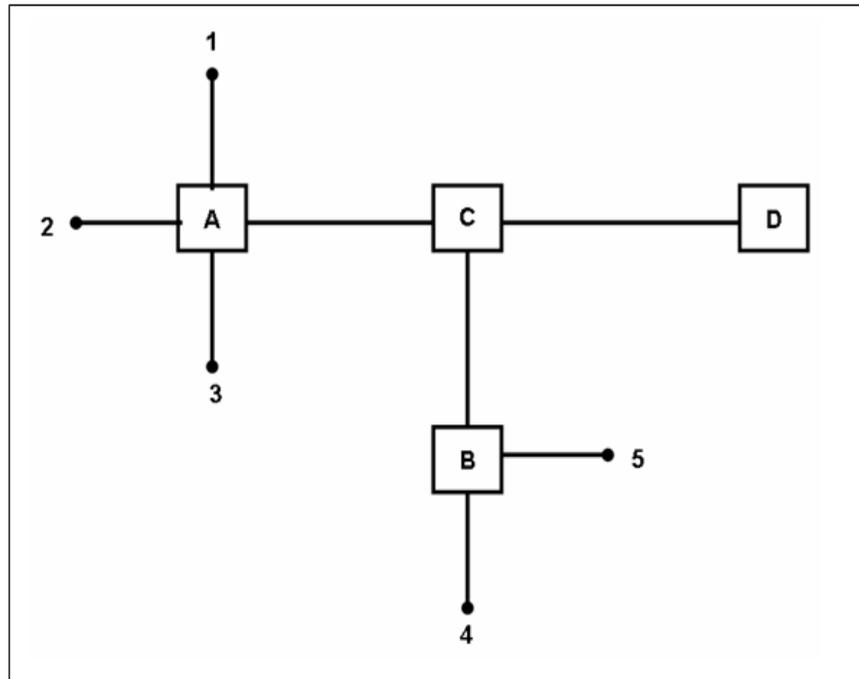


Figura 3.10 Sistema multipozos

La elección del nodo para el análisis final debe ser aquel punto en el cual no exista mezclado de flujo sobre la corriente después del nodo, estos nodos son **C** y **D** en nuestro sistema (**ver figura 3.10**). Como se observa entre los puntos **C** y **D** sólo existe una sola corriente de flujo. El análisis siempre debe empezar con la presión media del yacimiento (P_r) que es independiente del gasto y terminar con alguna presión de salida (P_D) que sea también independiente del gasto. Para nuestro sistema escogeremos el punto **C** como el nodo solución.

Empezaremos el análisis con los puntos **A** y **B**. La curva de inflow para el punto **A** será calculada de la siguiente manera:

$$P_r - \Delta P_{res} - \Delta P_{T,P} - \Delta P_{L,D} = P_A$$

Esta expresión será evaluada para cada uno de los pozos que alimenta el nodo **A** (pozos 1, 2 y 3), para un rango supuesto de gastos de producción. Esto resultará en una gráfica como la mostrada en la **figura 3.11**.

Una gráfica similar para el comportamiento de presión en el nodo **B** puede ser construida considerando los pozos (4 y 5), esto es ilustrado en la **figura 3.12**. La relación gas líquido RGL y fracción de agua F_w usada en los cálculos de las caídas de presión en el sistema de tuberías para

Capítulo III

estos puntos (**A** y **B**) serán aquellas que correspondan a cada uno de los pozos debido a que no existe mezclado de corrientes de flujo.

El siguiente paso es calcular la presión en el punto **C**, para este punto ya existe el mezclado de corrientes de flujo provenientes de los pozos 1, 2 y 3 para el nodo **A** y de los pozos 4 y 5 para el nodo **B**.

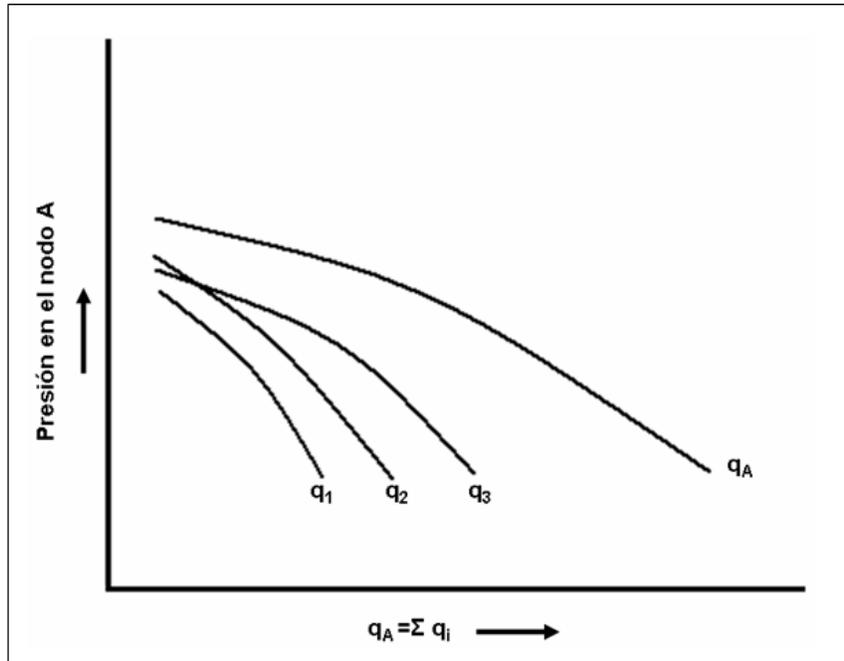


Figura 3.11 Curva de Inflow en el nodo A

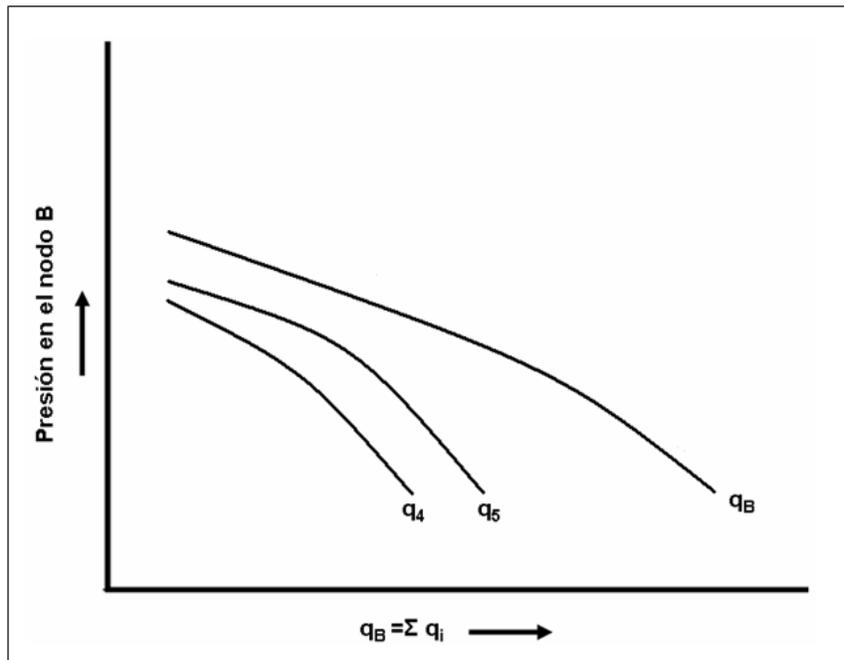


Figura 3.12 Curva de Inflow en el nodo B

Capítulo III

Las expresiones de la curva de inflow para el punto **C** que proviene de las corrientes de flujo de los puntos **A** y **B** son:

$$P_A - \Delta P_{AC} = P_C$$

$$P_B - \Delta P_{BC} = P_C$$

Esto resultará en una relación entre la presión en el punto **C** y el gasto en el mismo punto ($q_C = q_A + q_B$), como se ilustra en la **figura 3.13**.

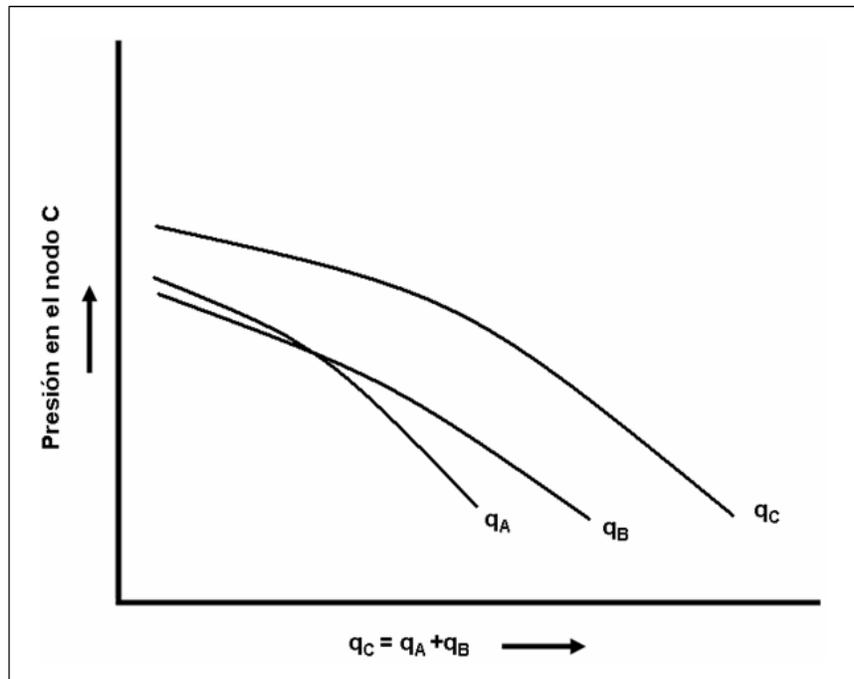


Figura 3.13 Curva de Inflow en el nodo **C**

Los cálculos sobre la caída de presión entre los puntos **A** y **C** (ΔP_{AC}) y entre los puntos **B** y **C** (ΔP_{BC}) es diferente, debido al hecho de que la relación Gas-Líquido (RGL) y la Fracción de agua (F_w), tienen diferentes valores para cada uno de los pozos del sistema. En este caso, la correcta RGL y F_w para obtener Δp_{AC} , se calcula de la siguiente manera:

$$RGL_{AC} = \frac{\sum q_i RGL_i}{q_A}$$

$$F_{wAC} = \frac{\sum q_i F_{wi}}{q_A}$$

Expresiones similares son usadas para determinar estos valores a la hora de calcular ΔP_{BC} . La expresión para calcular la curva de outflow en el punto **C** es la siguiente:

Capítulo III

$$P_D + \Delta P_{CD} = P_C$$

Cálculos de ΔP_{CD} para varios gastos requerirán de nuevo determinar la correcta relación Gas-Líquido (RGL) y Fracción de agua (F_w), correspondiente a cada gasto en el punto **C** ($q_C = q_A + q_B$). Un cambio en la presión de salida (P_D) o en la línea de flujo entre los puntos **C** y **D** resultará en diferentes curvas de outflow y además diferentes capacidades de sistema como es mostrado en la **figura 3.14**

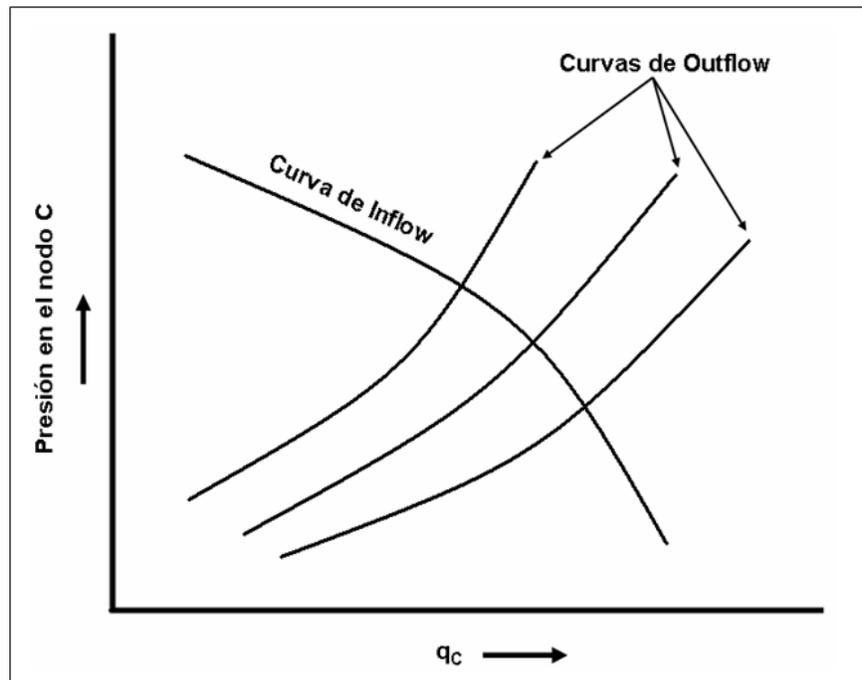


Figura 3.14 Capacidad del sistema

Esta es la forma en que se aplica el análisis nodal a un sistema con varios pozos, lo más importante para estos casos es tomar como nodo solución aquel nodo donde no exista mezclado de corrientes de flujo provenientes de otros puntos y que además las presiones al inicio y al final del sistema P_r y P_D (en nuestro ejemplo) son valores constantes y no dependen del gasto.

CAPITULO IV

EJEMPLO DE APLICACIÓN (POZO GUARICHO 12)

Para ilustrar la aplicación de la metodología antes descrita (Análisis nodal), se presenta el caso del **Pozo Guaricho 12**.

El play donde se localiza el pozo es de edad Plioceno temprano, la roca almacenadora la constituyen turbiditas arenosas (ocho arenas), el sello lo constituyen lutitas intraformacionales, el espesor neto de las arenas varía de 2 a 20 m y su porosidad va del 2 a 25%.

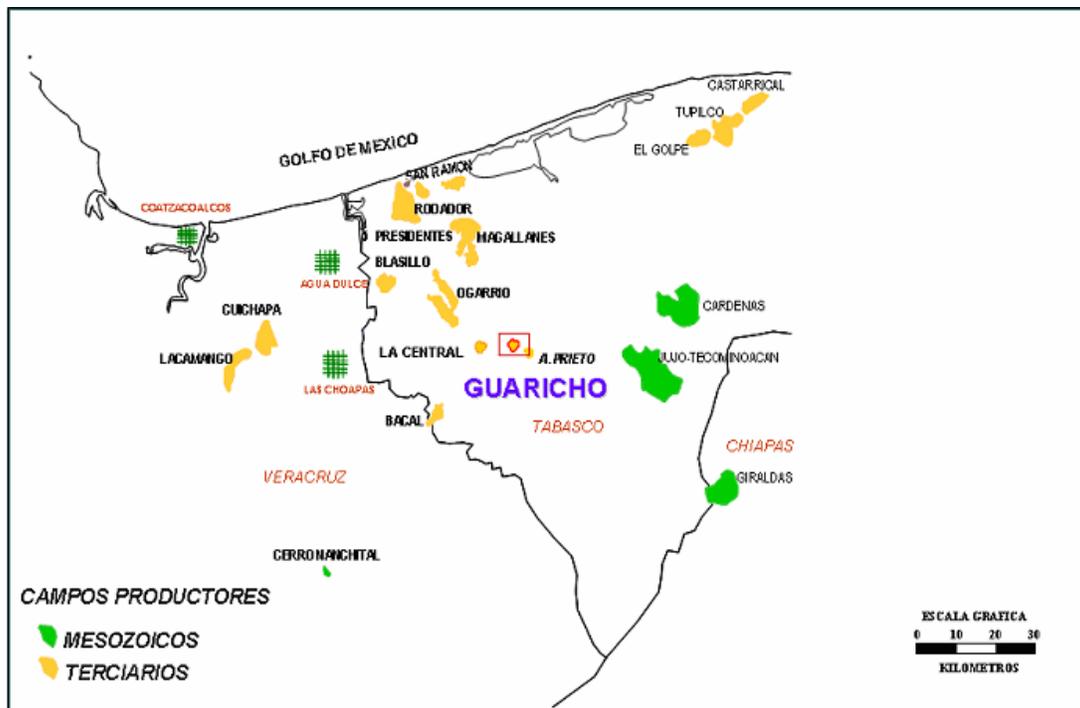


Figura 4.1 Localización del Campo Guaricho

Características del yacimiento.

Área: 1.5 km²

Tipo de yacimiento: Aceite negro

Profundidad Media: 2900 m

Presión Original: 248 kg / cm²

Presión de Burbuja: 210 kg / cm²

Temperatura Media: 90°C

Capítulo IV

Reservas:

Volumen original
 Aceite: 42.8 MMbbls
 Gas: 31.2 MMMpie³

Acumulada
 Aceite: 2.8 MMbbls
 Gas: 2.8 MMMpie³

	1P	2P	3P	FACTOR DE RECUPERACION	
ACEITE:	4.0 MMbbls	7.1 MMbbls	7.1 MMbbls	ACEITE:	6.6%
GAS:	3.4 MMMpie ³	6.3 MMMpie ³	6.3 MMMpie ³	GAS:	8.9%

Pozo Guaricho 12

A continuación se muestra el estado mecánico del pozo.

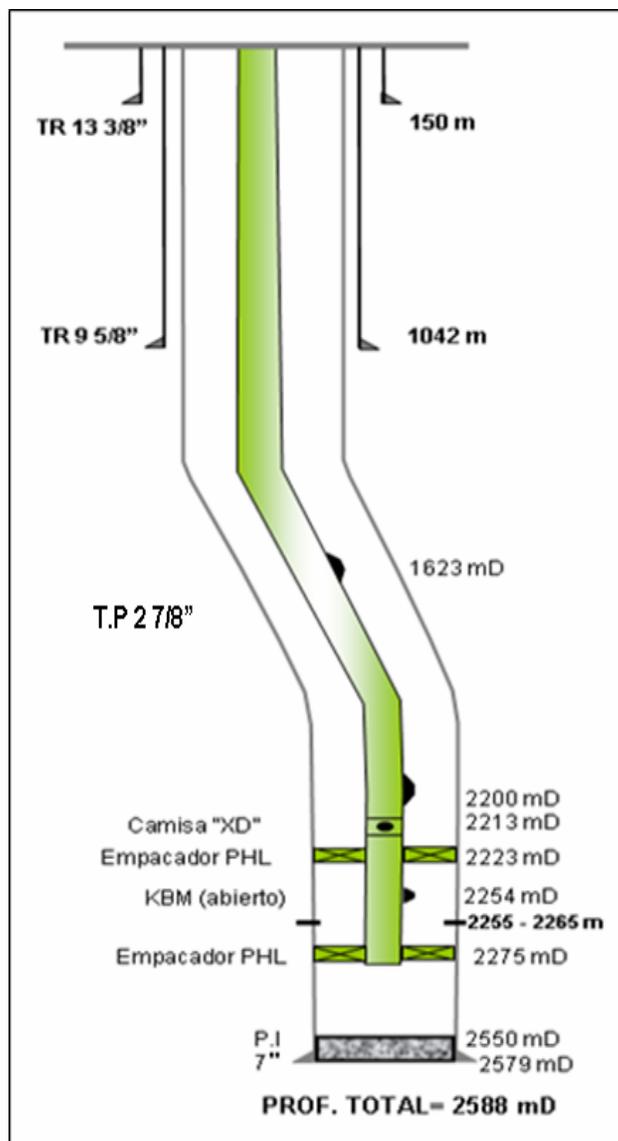


Figura 4. 2 Estado mecánico del pozo Guaricho 12

Capítulo IV

Para realizar el análisis nodal al pozo, se utilizó un simulador comercial de flujo en tuberías, por lo tanto, todos los procedimientos analíticos vistos anteriormente no serán desarrollados manualmente, pero es de vital importancia recordar que la programación detrás del simulador está basada en la teoría vista dentro de esta tesis.

Como el pozo es ligeramente desviado, a continuación se muestra una gráfica que representa el desplazamiento vertical y horizontal del pozo (**figura 4.3**).

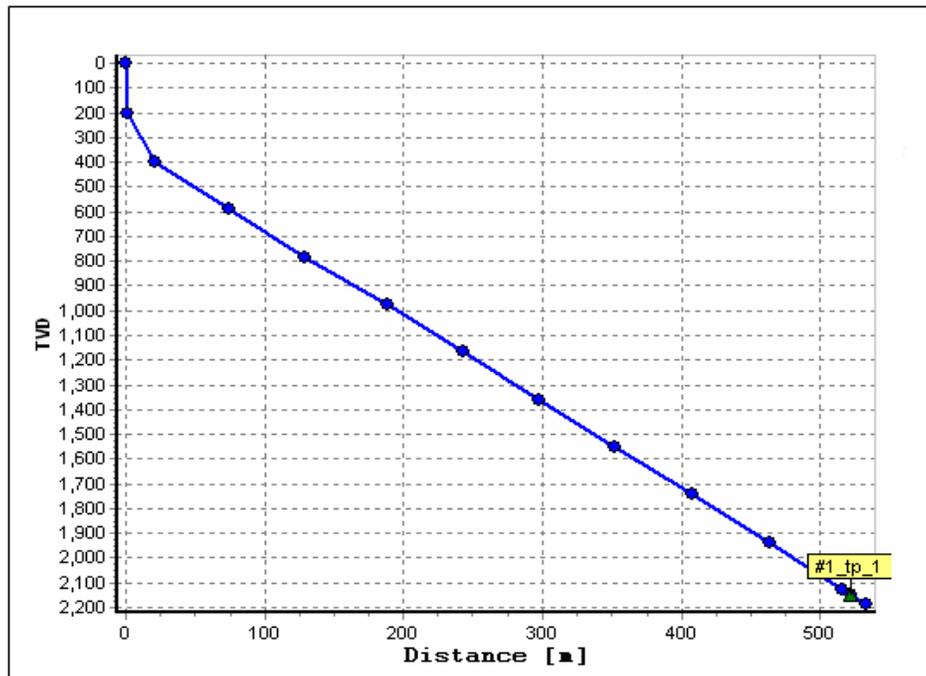


Figura 4.3 Esquema del desplazamiento vertical y horizontal del pozo Guaricho 12

El sistema integral de producción (SIP) que se utilizó para la simulación, fue construido de la siguiente manera:

El yacimiento, se representa con el siguiente icono, con el cual se puede simular el flujo de aceite, gas o dos fases en el yacimiento. Se puede utilizar cualquiera de las correlaciones vistas en el capítulo I.



El estado mecánico del pozo, se representa con el siguiente icono, con el cual se simula la configuración del pozo; diámetros y longitudes de las diferentes T.R y T.P instaladas en el pozo, además se configura si el pozo es desviado o no etc.



Estrangulador, se representa con el siguiente icono, con el cual se simula la caída de presión a través del estrangulador. Se pueden utilizar las correlaciones vistas en el capítulo II u otras.



La línea de descarga L.D, se representa con el siguiente icono, con el cual se simula la configuración de la línea de descarga; longitud, diámetro, elevación etc.



Capítulo IV

Análisis nodal se representa con el siguiente icono, con el cual se realiza el análisis nodal en el punto donde es colocado (usualmente fondo y cabeza del pozo). De esta manera se generan las curvas de inflow y outflow.



A continuación se muestra el sistema integral de producción que se utilizó para el análisis nodal del pozo (figura 4.4).

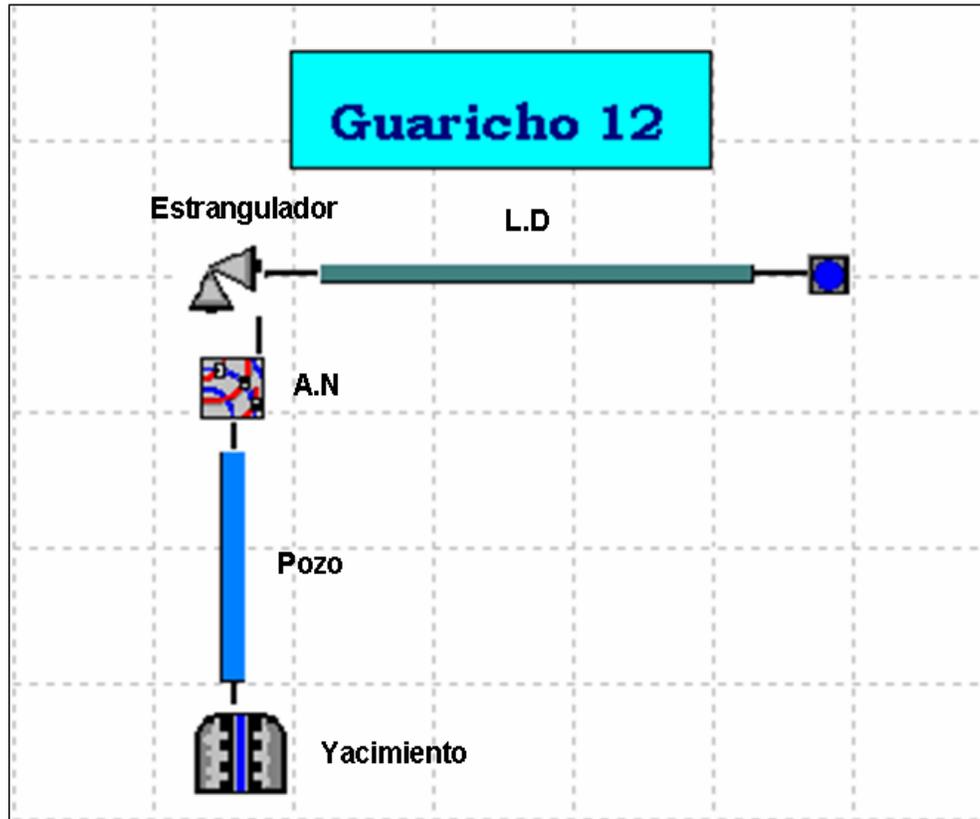


Figura 4.4 Esquema del sistema integral de producción (SIP) del pozo Guaricho 12

Para **simular el flujo en el yacimiento**, se utilizaron los siguientes datos:

$$P_r = 193.6 \text{ kg / cm}^2$$

$$\text{Temperatura del yacimiento} = 70^\circ\text{C}$$

De una prueba de producción:

$$q_o = 411 \text{ bpd}$$

$$P_{wf} = 192 \text{ kg / cm}^2$$

Capítulo IV

Para **simular el flujo multifásico en el aparejo de producción (T.P + L.D)**, se utilizaron los siguientes datos:

Diámetro T.P = 2 7/8 pg d.e y 2.323 pg d.i

Diámetro T.R = 7 pg d.e y 6.094 pg d.i

Diámetro L.D = 4 1/2 pg d.e y 3.826 pg d.i

- Longitud = 50 m
- Elevación = 0 m

Profundidad media de los disparos = 2260 mD

Temperatura ambiente = 30°C

Propiedades de los fluidos:

$F_w = 4.6 \%$

$R = 132 \text{ m}^3 / \text{m}^3$

$\lambda_g = 0.671$

$\lambda_w = 1.02$

API = 40

$\mu_o @ C.Y = 0.395 \text{ cp}$

$B_{ob} = 1.57$

Para la simulación se utilizaron las siguientes condiciones:

- 1) Para la simulación de flujo en el yacimiento se utilizó la ecuación de Vogel
- 2) Para la simulación de flujo multifásico en el aparejo de producción se utilizó la correlación de Beggs y Brill
- 3) Para la simulación del flujo multifásico a través del estrangulador se utilizó la correlación de Gilbert
- 4) Para el cálculo de la relación de solubilidad (R_s) se utilizó la correlación de Standing
- 5) Para realizar el análisis nodal se utilizó una presión de salida del sistema de $31.5 \text{ kg} / \text{cm}^2$

Capítulo IV

¿Por qué se tomó la decisión de realizar un análisis nodal al pozo?

Como hemos mencionado anteriormente, la función del ingeniero de producción es la de asegurar y optimizar la producción, éste siempre debe estar observando el comportamiento de la producción de cada uno de los pozos y con base en ello debe buscar la forma de optimizarla.

Para optimizar la producción, el ingeniero utiliza herramientas técnicas como lo es el análisis nodal. En la actualidad, para realizar el análisis nodal se utiliza un simulador de flujo con el cual se generan diferentes escenarios de producción para las diferentes condiciones tanto del yacimiento como del aparejo de producción, una vez que se han generado los distintos escenarios, el ingeniero de producción tiene que determinar cual de todos los escenarios generados es el que nos dará una mayor optimización de la producción y entonces ejecutar las operaciones necesarias.

A continuación hacemos una breve síntesis de las condiciones generales del Pozo Guaricho 12:

Condiciones del yacimiento:

El campo al que pertenece este pozo es de reciente descubrimiento, por lo que se encuentra en la etapa de desarrollo. Hasta el momento se han perforado cinco pozos, todos ellos produciendo en arenas diferentes con el fin de probar el potencial del campo. El pozo atraviesa cinco arenas productoras, en la siguiente tabla se muestran algunas características petrofísicas de estas.

PETROFISICA							
ARENA	CIMA	BASE	E.N.	Ø	SW	IH	OBSERVACIONES
	mbMR.	mbMR.	m.	Fracc	Fracc	m3/m2	
2	2253.6	2268.4	13.72	0.27	0.19	2.98	PRODUCTOR
3	2288.3	2292.5	3.51	0.3	0.24	0.81	IMPREGNADO
6	2330	2343.5	12.19	0.25	0.19	2.47	IMPREGNADO
7	2347.7	2364.3	14.94	0.27	0.14	3.39	IMPREGNADO
8	2369	2382.7	10.97	0.27	0.13	2.59	IMPREGNADO

Como se puede observar en la tabla, la arena 2 es la que se encuentra produciendo, las otras cuatro no se han puesto a producir pues todavía no se han disparado, ya que primero se quiere probar el potencial de la arena 2

Estado mecánico del pozo:

El estado mecánico del pozo es mostrado en la **figura 4.2**, como se puede observar, se instalaron dos empacadores con la finalidad de aislar la arena 2, ya que en caso de que esta no fuera productora o produjera mucha agua, se podría cerrar la camisa de tal manera que se puede seguir explotando las otras cuatro arenas, las cuales fueron probadas anteriormente por los otros cuatro pozos perforados en el campo.

Además, se equipó el aparejo de producción con dos válvulas recuperables de bombeo neumático, previendo que cuando el pozo deje de operar de manera fluyente, opere con este sistema artificial, sin la necesidad de sacar todo el aparejo de producción, ya que este proceso requiere traer equipo de reparaciones mayores y por lo tanto un gasto económico que afecta las finanzas del proyecto.

Condiciones de producción:

El pozo se empezó probando con un estrangulador de 16 / 64 pg, se observó que el pozo producía con cabeceos por lo cual se decidió cambiar gradualmente el diámetro del estrangulador hasta obtener un flujo relativamente estable, este flujo se obtuvo con el estrangulador de 24 / 64 pg.

Con el estrangulador de 24 / 64 pg la producción se mantuvo constante en los últimos tres meses, de el orden de 1,000 bpd con un corte de agua muy bajo que oscilaba entre 0 y 4.6 %, además no se observó un abatimiento de presión, por lo que se pensó en proporcionar una mayor área de flujo y por lo tanto un mayor gasto de producción.

Debido a las condiciones generales antes mencionadas del pozo y a la configuración del sistema integral de producción SIP, se evaluaron dos posibilidades viables económicamente hablando para aumentar la producción, las cuales fueron las siguientes:

- Cambio del diámetro del estrangulador
- Producir por espacio anular

El cambio del diámetro del estrangulador es un procedimiento que se realiza en superficie y de manera muy sencilla.

Para producir por espacio anular se utilizaría la camisa de circulación ubicada a 2,213 mD. La camisa es un dispositivo que permite la comunicación entre la tubería de producción (T.P) y espacio anular. Para operar la camisa sólo se requiere bajar con línea de acero y abrir la camisa para que exista la comunicación, este procedimiento se realiza de manera muy sencilla.

Estas son las principales razones por las que se decidió realizar el análisis nodal al pozo, además se da una breve explicación de las condiciones generales del pozo.

Capítulo IV

Los siguientes escenarios fueron generados:

Caso 1 (Flujo por T.P)

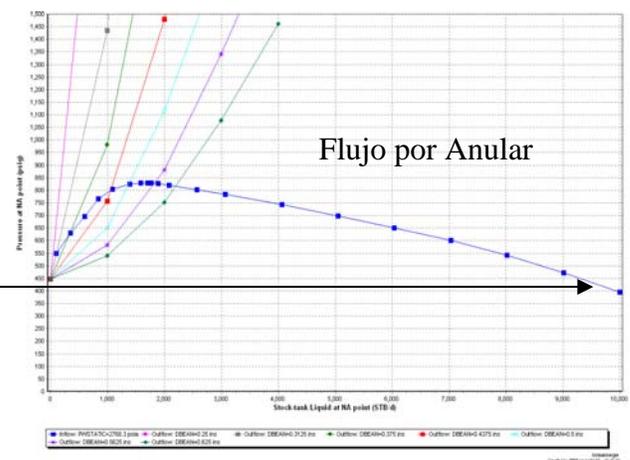
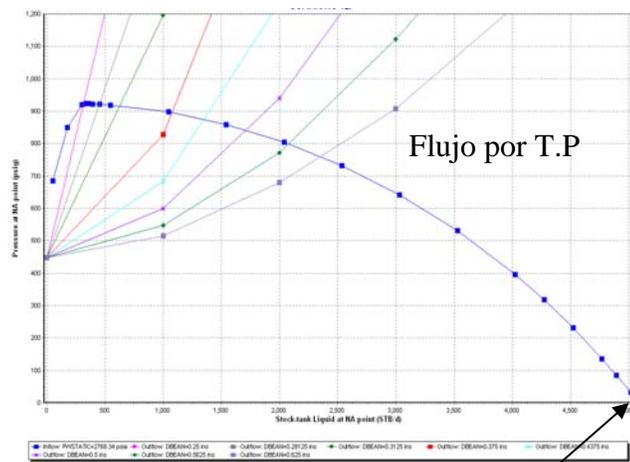
Se realizó el análisis de sensibilidad para diferentes diámetros del estrangulador (16, 18, 20, 24, 28, 32, 36 y 40 / 64 pg). Haciendo la simulación de flujo por tubería de producción (T.P) y tomando como nodo solución la cabeza del pozo, se obtuvo la gráfica mostrada en la **figura 4.5**.

Caso 2 (Flujo por espacio anular)

Se realizó el análisis de sensibilidad para diferentes diámetros del estrangulador (16, 20, 24, 28, 32, 36 y 40 / 64 pg). Haciendo la simulación de flujo por espacio anular y tomando como nodo solución la cabeza del pozo, se obtuvo la gráfica mostrada en la **figura 4.6**.

Se puede observar tanto para flujo por T.P (figura 4.5) y flujo por espacio anular (figura 4.6) las zonas de flujo inestable, para flujo por T.P se recomienda no usar diámetros menores a 18 / 64 pg y para flujo por espacio anular se recomienda no usar diámetros menores a 32 / 64 pg

Por otra parte se observa que el potencial del pozo aumenta cuando tenemos flujo por espacio anular, esto es debido a que las pérdidas por fricción son menores que cuando producimos por tubería de producción (T.P), a continuación se muestra gráficamente lo anterior:



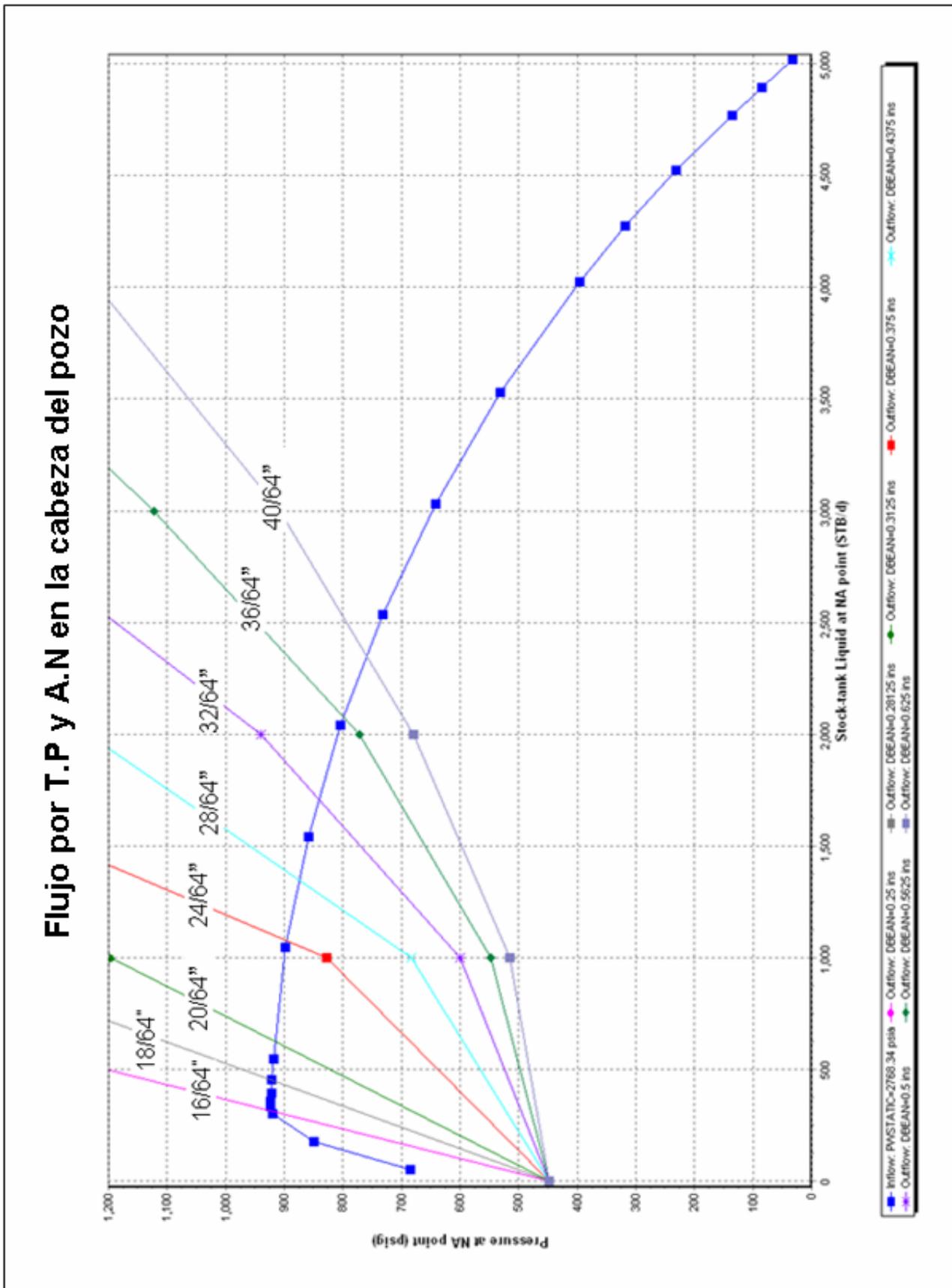


Figura 4.5 Caso 1 Flujo por tubería de producción (T.P) y cabeza del pozo como nodo solución

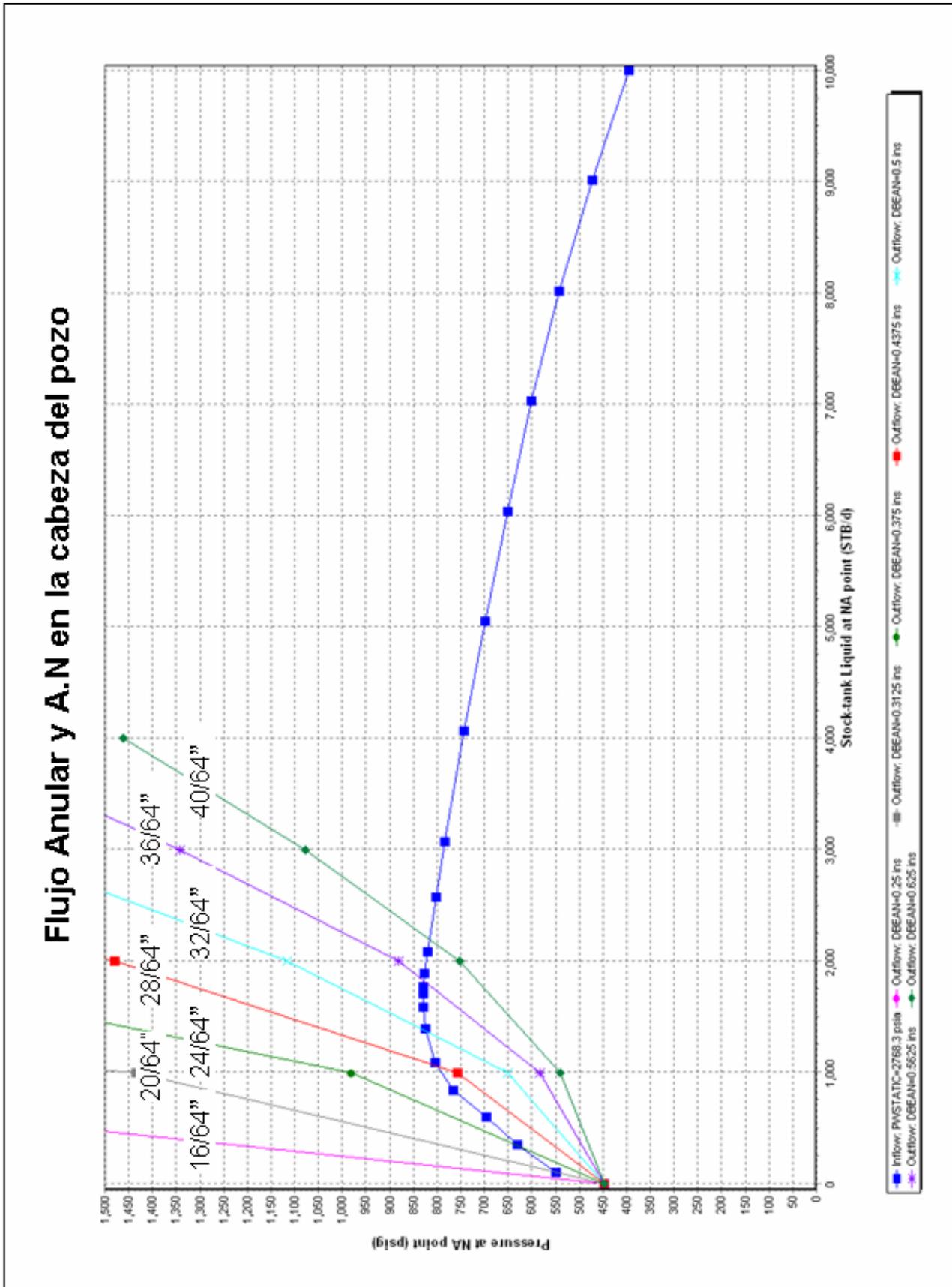


Figura 4.6 Caso 2 Flujo por espacio anular y cabeza del pozo como nodo solución

Capítulo IV

Con los escenarios generados, el siguiente paso es comparar cuál de ellos nos permite optimizar más la producción.

Se realizó una comparación de la caída de presión ΔP para todo el sistema cuando el flujo es por T.P y cuando el flujo es por espacio anular para un estrangulador de 32 / 64 pg, los resultados son mostrados en la tabla y su respectiva gráfica (**figura 4.7**).

Se realizó el mismo procedimiento anterior, pero ahora para un estrangulador de 40 / 64 pg y los resultados son mostrados en la tabla y su respectiva gráfica (**figura 4.8**).

Es importante notar que para un estrangulador de 32 / 64 pg, la relación de presiones P_d / P_e es de **0.54** para ambos casos, y para un estrangulador de 40 / 64 pg, la relación de presiones P_d / P_e para flujo por tubería de producción (T.P) es de **0.60** y para flujo por espacio anular es de **0.55**, esto debido a que existe menor pérdida de presión por fricción para flujo por espacio anular que para flujo por tubería de producción (T.P).

El flujo crítico para el tipo de fluido producido por el pozo y sus respectivas condiciones se da cuando se tiene un valor P_d / P_e de **0.553**, este valor es calculado automáticamente por el simulador (**ver figura 4.8**).

Por lo tanto se puede concluir que para mantener el flujo crítico cuando se tiene flujo por tubería de producción (T.P) el máximo estrangulador es de 32 / 64 pg y la producción sería de 1,415 bpd

Para mantener el flujo crítico cuando se tiene flujo por espacio anular el máximo estrangulador es de 40 / 64 pg y la producción sería de 2,238 bpd.

“Por lo tanto la mejor opción es producir el Pozo Guaricho 12 por espacio anular”.

Diámetro Est. (32/64")		
Profundidad (m)	Flujo por TP $\varnothing = 32 / 64''$ Q= 1415 bpd Presión (lb / pg ²)	Flujo ANULAR $\varnothing = 32 / 64''$, Q= 1480 bpd Presión (lb / pg ²)
0	2745	2745
0	2647	2663
0	2647	2663
20	2628	2644
40	2608	2626
40	2598	2618
60	2579	2600
260	2384	2412
460	2191	2225
660	2008	2037
760	1919	1943
860	1832	1849
1060	1663	1665
1260	1502	1500
1460	1351	1346
1660	1208	1201
1760	1140	1133
1860	1075	1068
2060	948	941
2260	830	825
2260	449	449
2260	449	449
Pd/Pe	0.54	0.54

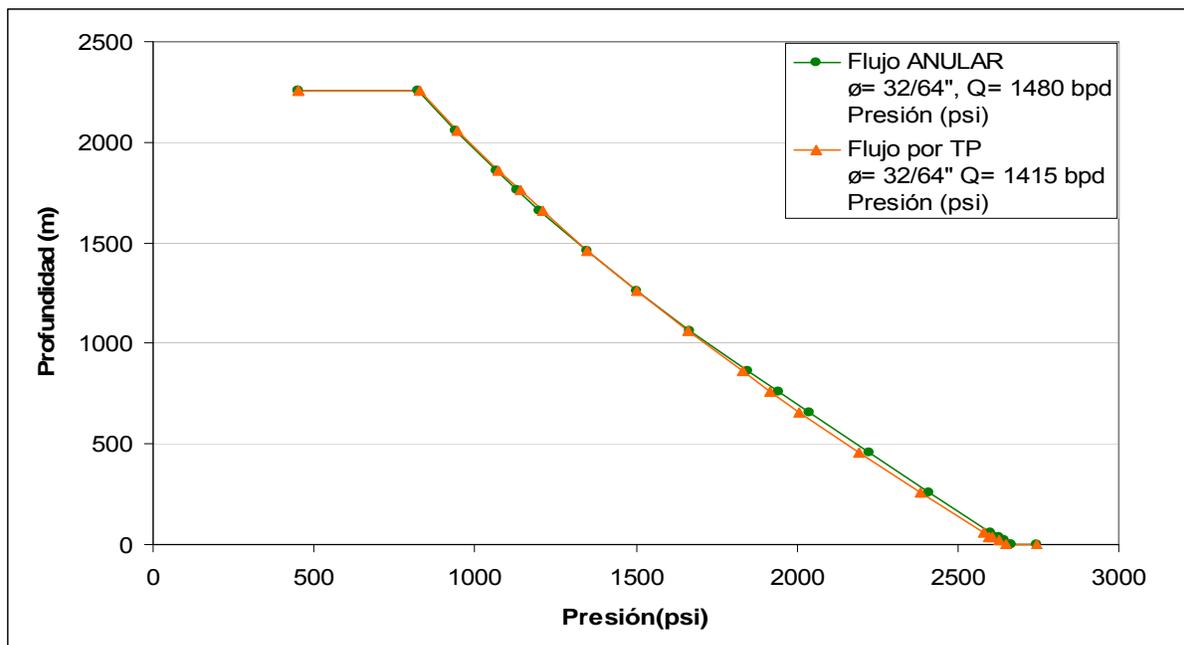


Figura 4.7 Gráfica de Presión vs. Profundidad para un estrangulador de 32 / 64 pg

Diámetro Est. (40/64")		
Profundidad (m)	Flujo por TP $\varnothing = 40 / 64''$ Q= 2372 bpd Presión (lb / pg ²)	Flujo ANULAR $\varnothing = 40 / 64''$, Q= 2238 bpd Presión (lb / pg ²)
0	2745	2745
0	2614	2621
0	2614	2621
20	2594	2602
40	2574	2584
40	2555	2567
60	2536	2548
260	2336	2360
460	2138	2173
660	1951	1985
760	1860	1894
860	1772	1805
1060	1600	1634
1260	1437	1471
1460	1284	1320
1660	1139	1178
1760	1070	1111
1860	1004	1047
2060	875	923
2260	753	810
2260	449	449
2260	449	449
Pd/Pe	0.60	0.55

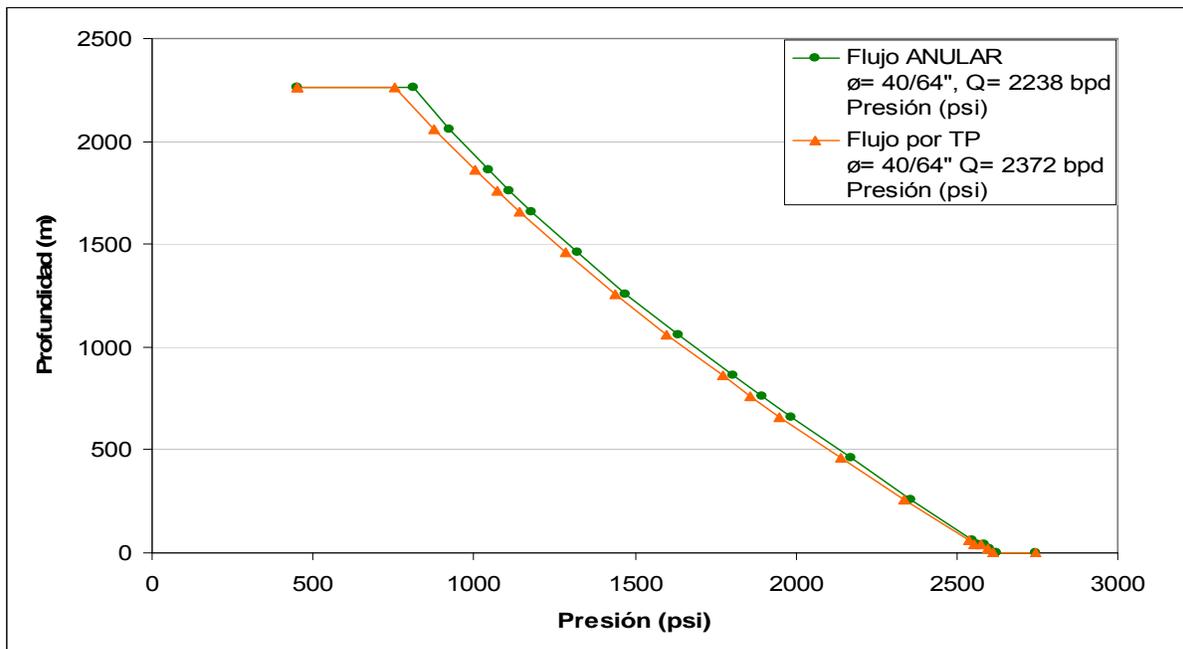


Figura 4.8 Gráfica de Presión vs. Profundidad para un estrangulador de 40 / 64 pg

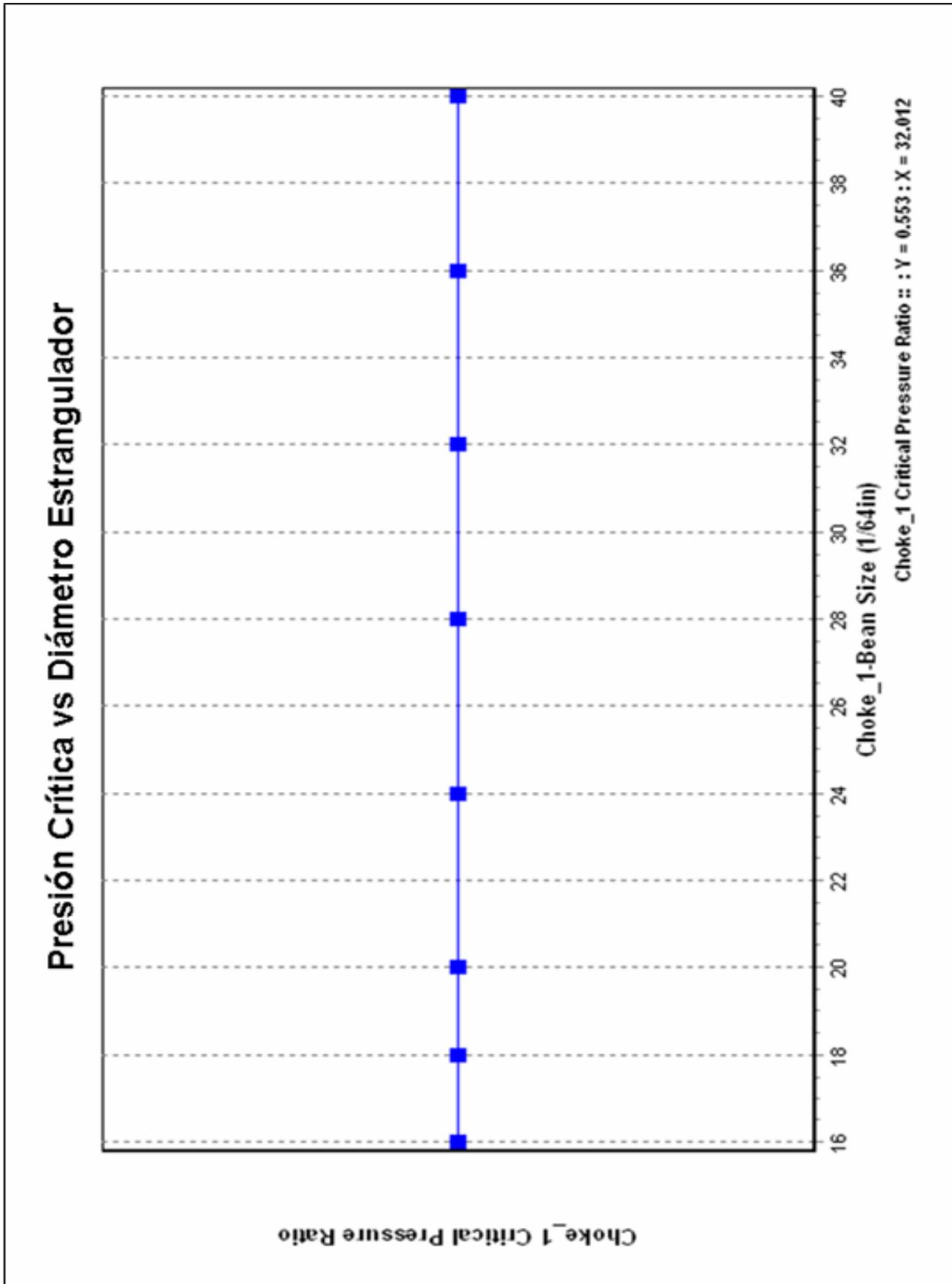


Figura 4.9 Relación de presión crítica para diferentes diámetros de estrangulador

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los procedimientos, resultados y planteamientos expresados en este trabajo serán de gran beneficio para ilustrar cómo obtener la producción óptima en los pozos de gas y aceite así como en los sistemas multipozos.
- El análisis nodal es una herramienta técnica que nos permite optimizar la producción de los pozos de aceite y gas, esta técnica debe ser usada para el análisis de pozos existentes, pozos nuevos y pozos equipados con algún sistema artificial de producción.
- El ingeniero de producción es el encargado de asegurar y optimizar la producción de los pozos, éste debe de observar constantemente el comportamiento de la producción de cada uno de los pozos para después, apoyándose en herramientas técnicas como lo es el análisis nodal, generar distintos escenarios de producción y determinar cuál es el escenario óptimo y así cumplir con el objetivo que se le ha conferido.
- Uno de los principales beneficios teóricos de la aplicación del análisis nodal es que te permite realizar un análisis de sensibilidad para cada uno de los componentes del SIP, con lo cual se podrá evaluar que componente es el que afecta más a la producción del pozo y por lo tanto proponer soluciones o alternativas de producción.
- Cuando se grafican las curvas de Inflow y Outflow se pueden observar las zonas de flujo inestable, en estas zonas existe el colgamiento, el cual es uno de los principales problemas que tienen que evitar los ingenieros de producción ya que el colgamiento conlleva a la muerte del pozo (el pozo deja de fluir por energía propia).
- Se decidió aplicar el análisis nodal al pozo Guaricho 12 debido a las características generales del pozo, pero principalmente a las características de producción, las cuales nos indicaban de manera empírica que podíamos aumentar el área de flujo y por lo tanto aumentar el gasto de producción.

Conclusiones

- Como se ilustra en el ejemplo del pozo Guaricho 12, a través de la aplicación del análisis nodal, se llega a las siguientes conclusiones:
 1. Las pérdidas por fricción son menores cuando se produce por espacio anular que cuando se produce por tubería de producción T.P.
 2. No es conveniente el flujo por espacio anular para diámetros de estrangulador menores a 28 / 64 pg, ya que existe mayor colgamiento y por lo tanto menor rendimiento en la productividad del pozo.
 3. Para flujo por espacio anular, el máximo estrangulador para mantener flujo crítico es de 40 / 64 pg.
 4. Para flujo por tubería de producción T.P, el máximo estrangulador para mantener flujo crítico es de 32 / 64 pg.
 5. La mejor opción para producir el pozo Guaricho 12, es abrir la camisa de circulación ubicada a 2,213 mD y producir por espacio anular. Con esto se obtendrá una producción de 2,238 bpd.

- Se recomienda observar el comportamiento de la producción del pozo una vez que se ha puesto a producir por espacio anular, ya que en caso de que se observe un aumento en la producción de agua, se puede cerrar la camisa de circulación y seguir produciendo por T.P como se estaba operando anteriormente.

- Se recomienda el uso de simuladores de flujo en el sistema integral de producción (SIP), como el utilizado en esta tesis, debido a que, por ejemplo; los cálculos para determinar la caída de presión en tuberías para flujo multifásico son procesos iterativos y por lo tanto su desarrollo manual nos llevaría mucho tiempo, además siempre se debe tener presente que para obtener una buena simulación es de vital importancia disponer de información de buena calidad.

NOMENCLATURA

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>UNIDADES</u>
A	Área expuesta al flujo	cm ²
A _p	Área de la sección transversal de la tubería	pg ²
API	Densidad API del aceite	-----
B _o	Factor de volumen del aceite	bls @ c.y / bls @ c.s
B _w	Factor de volumen del agua	bls @ c.y / bls @ c.s
B _g	Factor de volumen del gas	pie ³ @ c.y / pie ³ @ c.s
C	Coeficiente de la curva de contrapresión para pozos de gas	pcd / (lb / pg ²) ⁿ
d	Valor que depende del grado de explotación para las ecuaciones 1.34 y 1.38	-----
d	Diámetro de la tubería	pg
dp	Diferencial de Presión	(lb / pg ²)
dL	Diferencial de longitud	pie
D	Coeficiente de turbulencia	-----
EF	Eficiencia de flujo	Fracción
E ₁	Energía por unidad de masa en la posición uno	lb _f -pie / lb _m
E ₂	Energía por unidad de masa en la posición dos	lb _f -pie / lb _m
E _e	Energía de expansión	lb _f -pie / lb _m
E _p	Energía potencial	lb _f -pie / lb _m
E _c	Energía cinética	lb _f -pie / lb _m
f	Factor de fricción	-----
F _w	Corte de agua	Fracción
g	Aceleración debido a la gravedad	32.2 pie / seg ²
g _c	Factor de conversión	32.2 (lb _m -pie / seg ²) / (lb _f -seg ²)
h	Espesor de la zona productora	pie
h	Elevación con respecto a un nivel base	pie
IPR	Comportamiento de afluencia del yacimiento	bpd / (lb / pg ²)
J	Índice de productividad	bpd / (lb / pg ²)
J _s	Índice de productividad específico	bpd / (lb / pg ²)-pie
J _o	Coeficiente de la curva de Fetkovich, ecuación 1.13	-----
J*	Índice de productividad cuando P _{wf} → P _b	bpd / (lb / pg ²)
k	Permeabilidad de la roca	md
k _{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	Fracción
k _o	Permeabilidad efectiva al aceite	md
k _g	Permeabilidad efectiva al gas	md
k _w	Permeabilidad efectiva al agua	md
L	Longitud de la tubería	millas

Nomenclatura

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>UNIDADES</u>
L.D	Línea de descarga	-----
mD	Metros desarrollados	m
mbmr	Metros bajo mesa rotaria	m
n	Exponente de la curva de Fetkovich (ecuación 1.13) y de la curva de contra presión (ecuación 1.31)	-----
Nre	Número de Reynolds	-----
N_p	Volumen acumulativo de aceite producido	MMbls
P_b	Presión de burbuja	(lb / pg ²)
P_d	Presión de descarga	(lb / pg ²)
P_e	Presión de entrega	(lb / pg ²)
P_{nodo}	Presión en el nodo	(lb / pg ²)
P_r	Presión media del yacimiento	(lb / pg ²)
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo	(lb / pg ²)
P_{wfs}	Presión de fondo fluyendo antes de la zona dañada	(lb / pg ²)
P_{wf}^*	Presión de fondo fluyendo para un pozo sin daño EF=1	(lb / pg ²)
P_{wh}	Presión en la cabeza del pozo	(lb / pg ²)
$P_{r,F}$	Presión media del yacimiento futura	(lb / pg ²)
$P_{r,P}$	Presión media del yacimiento presente	(lb / pg ²)
P_{sep}	Presión de separación	(lb / pg ²)
q	Gasto del fluido	cm ³ / seg
q_o	Gasto de aceite	bpd
q_w	Gasto de agua	bpd
q_g	Gasto de gas	pcd
q_t	Gasto total (aceite + agua)	bpd
q_b	Gasto de aceite cuando $P_{wf} = P_b$	bpd
q_{gmax}	Gasto máximo de gas	pcd
$q_{o max}$	Gasto máximo de aceite	bpd
$q_{w max}$	Gasto máximo de agua	bpd
$q_{o max,F}$	Gasto máximo de aceite futuro	bpd
$q_{o max,P}$	Gasto máximo de aceite presente	bpd
r_w	Radio del pozo	pie
r_e	Radio de drene	pie
R	Constante universal de los gases ideales	-----
R	Relación gas-aceite	pie ³ / bls
R_s	Relación de solubilidad	pie ³ / bls
RGL	Relación gas-líquido	pie ³ / bls
S_o	Saturación de aceite	Fracción

Nomenclatura

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>UNIDADES</u>
S_w	Saturación de agua	Fracción
S	Factor de daño total	-----
SIP	Sistema integral de producción	-----
T	Temperatura	°R, °C o K
T.P	Tubería de producción	-----
T.R	Tubería de revestimiento	-----
F_w	Corte de agua	Fracción
Z	Factor de compresibilidad del gas	-----

BIBLIOGRAFÍA

1. Brown K.E “The technology of Artificial Lift Methods”. Penn Well Books. Co., Volumen 4 (1984)
2. Brown K.E “The technology of Artificial Lift Methods”. Penn Well Books. Co., Volumen 1 (1978)
3. Garaicochea P.F., Bernal H.C. y López O.O. “Transporte de Hidrocarburos por Ductos”. Colegio de Ingenieros Petroleros de México. (1991)
4. Beggs, H. D “Production Optimization using Nodal Analysis”. OGCI Publications.
5. Tesis “Evaluación integral del comportamiento de un pozo petrolero”. Jorge Martínez Flores 1999.
6. Beggs H.D “Gas Production Operations” OGCI Publications.
7. Boyd O.W “Petroleum Fluid Flow Systems” OWB Corporation.
8. James L, Henry N and Michael W “Gas well Deliquification” Golf Professional Publishing.
9. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. Kermit E. Brown SPE and James F. Lea SPE. Artículo SPE 14214.
10. An Inflow Performance Relationship for Horizontal Gas Wells. N.Akhimiona, SPE, Chevron North America E&P Co., and M.LWiggins, SPE, U of Oklahoma. Artículo SPE 97627.

Bibliografía

11. Inflow Performance Relationship for Solution Gas-Drive Slanted/Horizontal Wells. A.M.Cheng, Natl. Inst. for Petroleum & Energy Research. Artículo SPE 20720.

12. Generalized Inflow Performance Relationship for Three-Phase Flow. M.L. Wiggins, U of Oklahoma. Artículo SPE 25458.

13. A Comparison of Two-Phase Inflow Performance Relationships. Frederic Gallice, SPE, and Michael L. Wiggins, SPE, U of Oklahoma.

14. A Two-Phase IPR for Horizontal Oil Wells. M.L.Wiggins, SPE, and H.S.Wang, U of Oklahoma. Artículo SPE 94302.

15. The Isochronal Testing of Oil Wells. M.J Fetkovich AIME. Artículo SPE 4529